

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERIA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS PROSPECTIVO DEL ACCESO A LA
RED DE TRANSPORTE PARA EL SUMINISTRO
DE NUEVAS DEMANDAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA. ESTIMACIÓN DE LAS
POSIBILIDADES DE INTEGRACIÓN DE
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Autora: Eva de Frutos Sampayo

Tutor: Pablo Ledesma Larrea

Director: Juan Francisco Alonso Llorente

Leganés, Marzo de 2011





Título: Análisis prospectivo del acceso a la red de transporte para el suministro de nuevas demandas de energía eléctrica. Estimación de las posibilidades de integración de vehículos eléctricos.

Autor: Eva de Frutos Sampayo.

Tutor: Pablo Ledesma Larrea.

EL TRIBUNAL

Presidente: Mónica Alonso

Vocal: Miguel Gonzalez-Fierro

Secretario: Monica Victoria Rojas Moreno

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día _31_ de _Marzo_ de 20_11_ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer el apoyo recibido a lo largo de todos estos años a las personas que han estado a mi lado, sobre todo en los malos momentos, ya que sin ellos, no habría podido llegar hasta aquí.

A mis padres, por darme la oportunidad de ser lo que he querido ser, por estar siempre ahí, por levantarme en los malos momentos y encauzarme cuando me desviaba del camino. Gracias por creer en mí.

A Borja, por hacerme saber cada día que no había nada que no pudiera lograr, por estar siempre a mi lado y hacer que los momentos malos no lo fueran tanto. Gracias por el amor incondicional, la confianza y el apoyo recibidos durante todos estos años, por hacerme llegar hasta aquí y hacer de mí la persona que hoy soy.

A Julián, mi “segundo padre”, por la confianza que depositó en mí desde el principio, por su paciencia infinita y su ayuda incondicional, por el cariño y la comprensión que cada día me ha demostrado.

A mi tía Luisa, por los mensajes de “suerte” antes de un examen y las llamadas de “ánimo” de después. Gracias por todo el cariño, apoyo y comprensión recibidos.

A mis compañeros de universidad, con los que he compartido tantos buenos y malos momentos, especialmente a Nuria, por su cariño y ayuda, y por estar siempre ahí durante estos años, y a Miki, por su amistad incondicional y los ánimos finales en los bajos momentos para terminar este proyecto.

A mis compañeros de REE, especialmente a Natalia, por su ayuda, paciencia y comprensión, y haberme hecho partícipe de tan buenos momentos.

A los que no creyeron en mí, porque sin ellos esto tampoco habría sido posible.

A mi tutor, Pablo Ledesma, por sus indicaciones y ayuda, que han hecho posible la realización de este proyecto.

A todos ellos, gracias de todo corazón.



RESUMEN

La electrificación del transporte por carretera es ya una realidad. Prueba de ello son los numerosos puntos de recarga instalados en diferentes núcleos urbanos de la península, los distintos modelos de vehículos eléctricos que la mayoría de fabricantes de automóviles están sacando al mercado, y las diferentes estrategias de impulso para la integración del vehículo eléctrico llevadas a cabo por parte del Gobierno y administraciones, tanto públicas como privadas.

Sin embargo, este nuevo reto sería inalcanzable si la red de transporte no tuviera la suficiente capacidad para hacer frente a esta nueva demanda.

A este respecto, el presente documento tiene como finalidad analizar la capacidad de la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular Español para el suministro de energía de un número significativo de vehículos eléctricos en el año 2020. Para llevar a cabo este análisis, ha sido necesario realizar un estudio diagnóstico previo de la situación de la red de transporte, tanto en lo relativo a la potencia instalada como a la demanda previstas para dicho horizonte.

Finalmente, se ha realizado un estudio mediante la herramienta informática PSS/E v.29 de tres posibles escenarios de introducción del vehículo eléctrico como nueva demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2020. Para ello, se ha partido de diversos modelos de la red planificada para 2020 en los cuales se ha incrementado paulatinamente la demanda en las áreas de estudio, adecuando simultáneamente la generación. Este proceso ha dado lugar a unos valores de potencia incrementada por área y escenario, a partir de los cuales se ha podido calcular la cantidad de vehículos admisibles por el sistema, sin realizar inversiones en la red que no hayan sido planificadas, es decir, sin necesidad de ampliación de infraestructuras ni la utilización de sistemas de gestión inteligente de cargas.

Todo ello ha dado como resultado valores coherentes con las previsiones realizadas, es decir, para el año 2020 la red de transporte tendría capacidad para suministrar energía a una cantidad de vehículos eléctricos de aproximadamente el 10% del parque automovilístico español, unos 3 millones de vehículos, en condiciones de recarga mixta (recarga lenta y recarga rápida). Esta cifra que casi se duplicaría si la recarga se realizase de forma lenta y en periodo nocturno (horas valle de demanda eléctrica), lo cual pone de manifiesto la idoneidad de esta forma de recarga. Además, la recarga lenta sería beneficiosa para la eficiencia del sistema eléctrico y supondría una oportunidad para la integración de energías renovables.

Palabras clave: vehículo eléctrico, red de transporte, sistema eléctrico, energía, capacidad, potencia, demanda, modelo, escenario, recarga, previsión, eficiencia, integración.



ABSTRACT

The electrification of road transport is already a reality. Proof of this are the numerous points of recharge installed in different cities of the peninsula, different models of electric vehicles that the majority of car manufacturers are taking to the market, and the different strategies of impulse to the integration of the electric vehicle carried out by the Government and administrations both public and private.

However, this new challenge would be unattainable if the transport network did not have sufficient capacity to meet this new demand.

In this respect, this document is intended to analyze the capacity of the transport network of the Peninsular Spanish electric system for the supply of energy of a significant number of electric vehicles by 2020. In order to perform this analysis, it has been necessary to carry out a diagnostic study of the situation of the transport network, both as regards the power installed as demand foreseen for this horizon.

Finally, has conducted a study through the computer tool PSS/E v.29 of three possible scenarios for the introduction of the electric vehicle as new demand of the electrical system in the 2020 horizon. To this end, it has assumed of various models of the network planned for 2020 which is has gradually increased demand in the areas of study, at the same time adapting the generation. This process has given rise to values of power increased by area and stage, which is has been able to calculate the amount of eligible vehicles by the system, without making investments in the network that have not been planned, without the need for expansion of infrastructure or the use of intelligent load management systems.

All this has given as a result consistent with forecasts made values, i.e. by the year 2020 the transport network would have capacity to supply energy to a number of electric vehicles of about 10% of the Spanish car park, about 3 million vehicles, under conditions of mixed recharge (slow reload and rapid reload). This figure that would almost double if the recharge was made slowly and overnight period (Valley of electrical demand hours), which highlights the appropriateness of this form of recharge. In addition, slow recharging would be beneficial to the efficiency of the electrical system and would be an opportunity for the integration of renewable energies.

Keywords: electric vehicle, network transport, electric system, energy, capacity, power, demand, model, stage, recharge, security, efficiency, integration.



ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	15
1.1 INTRODUCCIÓN	15
1.2 OBJETIVOS.....	15
1.3 FASES DE DESARROLLO	16
1.4 MEDIOS EMPLEADOS	17
1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	17
CAPITULO 2: EL VEHÍCULO ELÉCTRICO	19
2.1 INTRODUCCIÓN	19
2.2 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	20
CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA. ESTRUCTURA DE RED PARA EL APOYO A LA DEMANDA DESDE LA RED DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL	30
3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA. DESARROLLO PRODUCIDO EN LA INTERFAZ TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	36
3.1.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA ACTUAL DE APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	36
<i>A. Potencia instalada en el Sistema Peninsular.</i>	<i>36</i>
<i>B. Distribución de potencia instalada por Comunidad Autónoma.</i>	<i>41</i>
<i>C. Distribución de potencia instalada por Zona de Distribución.</i>	<i>46</i>
3.1.2 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA PREVISTA DE APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, H2020.....	54
<i>A. Potencia instalada prevista en 2020 en el Sistema Peninsular.</i>	<i>54</i>
<i>B. Distribución de potencia instalada prevista para 2020 por Comunidad Autónoma.</i>	<i>59</i>
<i>C. Distribución de potencia instalada por Zona de Distribución, H2020.</i>	<i>63</i>
3.1.3 DISTRIBUCIÓN Y EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ACTUAL PENINSULAR.....	72
<i>A. Demanda actual y prevista en el sistema peninsular.</i>	<i>73</i>
<i>B. Demanda actual y prevista por Comunidades Autónomas.</i>	<i>76</i>
3.2 CONSUMIDORES DIRECTAMENTE CONECTADOS A LA RED DE TRANSPORTE.....	87
3.2.1 TIPOS DE CONSUMIDORES.....	88
3.2.2 CONSUMIDORES CONECTADOS POR NIVEL DE TENSIÓN.	90
3.2.3 CONSUMIDORES CONECTADOS SEGÚN TOPOLOGÍA DEL NUDO.....	95



CAPITULO 4: MODELOS DE VALORACIÓN E HIPÓTESIS REALIZADAS.....	97
4.1 HIPÓTESIS BÁSICAS Y METODOLOGÍA EMPLEADA EN LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO.	98
4.2 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y ÁREAS DE ESTUDIO, H2020.	104
4.2.1 <i>ESCENARIOS</i>	104
4.2.2 <i>ÁREAS DE ESTUDIO</i>	105
 CAPITULO 5: ESTIMACIÓN DE LAS POSIBILIDADES DE INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN 2020. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.	108
5.1 ESCENARIO 1	108
5.2 ESCENARIO 2:	113
5.3 ESCENARIO 3:	119
 CAPITULO 6: CONCLUSIONES.....	126
 ANEXOS	129
A. MODELOS INFORMÁTICOS.....	130
B. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.....	147
C. INFORMACIÓN DETALLADA DE POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA, EN LA SITUACIÓN ACTUAL.	157
D. ESTIMACIÓN DE DEMANDA FUTURA: HORIZONTE 2020.	172
E. PIB Y DENSIDAD DE POBLACIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA	189
F. PARÁMETROS DE CONTROL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LOS ESCENARIOS DEL ESTUDIO DE INTEGRACION DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	190
G. REFERENCIAS.....	193



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vehículo eléctrico	20
Figura 2. Tipos de vehículos eléctricos según el grado de electrificación. (Fuente: "Movilidad y Redes Eléctricas", Endesa).....	22
Figura 3. Batería recargable de Li-Ion.	23
Figura 4. Diagrama esquematizado del Sistema de suministro eléctrico. Fuente: Google.	25
Figura 5. Cadena energética relativa al vehículo eléctrico.	29
Figura 6. Zonas o grupos de trabajo por Distribuidor. Fuente: REE y elaboración propia.	31
Figura 7. Caracterización de los puntos frontera.	36
Figura 8. Potencia instalada en el sistema peninsular en función de la topología.....	36
Figura 9. Potencia instalada en el sistema peninsular en función del nivel de transformación de tensión.16	37
Figura 10. Interfaz Transporte-Distribución a nivel peninsular	38
Figura 11. Caracterización de los distintos niveles de transformación de tensión de los puntos frontera en función de la topología.....	39
Figura 12. Potencia instalada por nivel de transformación y distribuidor.	39
Figura 13. Potencia instalada en % de la potencia instalada por nivel de tensión para cada una de las empresas distribuidoras.....	40
Figura 14. Potencia instalada por nivel de transformación y CCAA.....	41
Figura 15. Distribución de potencia en 400/132÷110 kV.	42
Figura 16. Distribución de potencia en 400/<110 kV.	42
Figura 17. Distribución de potencia en 220/132÷110 kV.	42
Figura 18. Distribución de potencia en 220/110>U≥45 kV.....	43
Figura 19. Distribución de potencia en 220/45>U>20 kV.....	43
Figura 20. Distribución de potencia en 220/≤20 kV.	43
Figura 21. Número de nudos y potencia instalada por CCAA en función de la topología.....	44
Figura 22. Gráfico de la distribución de potencia instalada para cada zona en función del nivel de transformación de tensión.	46
Figura 23. Gráficos del número de puntos frontera y potencia instalada para cada zona en función de la topología.	47
Figura 24. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 2.....	49
Figura 25. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 9.....	49
Figura 26. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 11.....	50
Figura 27. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 16.....	50
Figura 28. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 20.....	51
Figura 29. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 22.....	51
Figura 30. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 23.....	52
Figura 31. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 27.....	52
Figura 32. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 34.....	53
Figura 33. Caracterización de los puntos frontera, H2020.....	54
Figura 34. Potencia instalada prevista en 2020 en el sistema peninsular en función de la topología.	54
Figura 35. Potencia instalada en el sistema peninsular H2020 en función del nivel de transformación de tensión.	55
Figura 36. Interfaz Transporte-Distribución a nivel peninsular H2020	56
Figura 37. Caracterización de los distintos niveles de transformación de tensión de los puntos frontera en función de la topología H2020.	57



Figura 38. Potencia instalada por nivel de transformación y distribuidor H2020.	57
Figura 39. Previsión en % de la potencia instalada por nivel de tensión para cada una de las empresas distribuidoras para el año 2020.....	58
Figura 40. Potencia instalada por nivel de transformación y CCAA, H2020.	59
Figura 41. Distribución de potencia H2020 en 400/132÷110 kV.	60
Figura 42. Distribución de potencia H2020 en 400/<110 kV.....	60
Figura 43. Distribución de potencia H2020 en 220/132÷110 kV.	60
Figura 44. Distribución de potencia H2020 en 220/110>U≥45 kV.	61
Figura 45. Distribución de potencia H2020 en 220/45>U>20 kV.	61
Figura 46. Distribución de potencia H2020 en 220/≤20 kV.....	61
Figura 47 . Numero de nudos y potencia instalada prevista para cada tipo de nudo en función de la topología y la CCAA, H2020.....	62
Figura 48. Gráfico de la distribución de potencia instalada para cada zona en función del nivel de transformación de tensión, H2020.....	63
Figura 49. Gráficos del número de puntos frontera y potencia instalada para cada zona en función de la topología, H2020.	64
Figura 50. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 1, H2020.....	66
Figura 51. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 2, H2020.....	66
Figura 52. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 9, H2020.....	67
Figura 53. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 11, H2020.....	67
Figura 54. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 16, H2020.....	68
Figura 55. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 20, H2020.....	68
Figura 56. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 21, H2020.....	69
Figura 57. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 22, H2020.....	69
Figura 58. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 23, H2020.....	70
Figura 59. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 27, H2020.....	70
Figura 60. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 34, H2020.....	71
Figura 61. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 36, H2020.....	71
Figura 62. Comparación de demanda peninsular actual y prevista.	73
Figura 63. Curva actual de demanda horaria peninsular.....	73
Figura 64. Curva actual de demanda horaria peninsular.....	74
Figura 65. Demanda y curvas de demanda horaria estacionales según la topología.....	75
Figura 66. Demanda actual estacional para cada Comunidad Autónoma.....	76
Figura 67. Comparación entre demanda actual y demanda prevista.....	77
Figura 68. Distribución de la demanda actual de cada comunidad autónoma en función del nivel de tensión y de la topología.	78
Figura 69. Demanda actual para cada estación de la Comunidad de Madrid, periodo 2008-2009.	79
Figura 70. Distribución de la demanda actual de la Comunidad de Madrid en función del nivel de tensión y de la topología.	79
Figura 71. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad de Madrid.	79
Figura 72. Comparativa demanda vs. potencia instalada de la Comunidad de Madrid, para la situación actual y la prevista.	80
Figura 73. Demanda actual para cada estación de Cataluña, periodo 2008-2009.	81
Figura 74. Distribución de la demanda de Cataluña por provincia, periodo 2008-2009.....	81
Figura 75. Distribución de la demanda actual de Cataluña por nivel de tensión y por topología de nudo.....	81



Figura 76. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad de Madrid.	82
Figura 77. Comparativa demanda vs. potencia instalada de Cataluña, para la situación actual y la prevista.	82
Figura 78. Demanda actual para cada estación de la Comunidad Valenciana, periodo 2008-2009.....	83
Figura 79. Distribución de la demanda de la Comunidad Valenciana por provincia, periodo 2008-2009.	83
Figura 80. Distribución de la demanda actual de la Comunidad Valenciana por nivel de tensión y por topología de nudo.	83
Figura 81. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad Valenciana.....	84
Figura 82. Comparativa demanda vs. potencia instalada de la Comunidad Valenciana, para la situación actual y la prevista.	84
Figura 83. Demanda actual para cada estación de Andalucía, periodo 2008-2009.....	85
Figura 84. Distribución de la demanda de Andalucía por provincia, periodo 2008-2009.	85
Figura 85. Distribución de la demanda actual de Andalucía por nivel de tensión y por topología de nudo.....	85
Figura 86. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de Andalucía.....	86
Figura 87. Comparativa demanda vs. potencia instalada de Andalucía, para la situación actual y la prevista.....	86
Figura 88. Número de puntos frontera en la situación actual y la prevista, en función del tipo de consumidor.	88
Figura 89. Potencia instalada en puntos frontera en la situación actual y la prevista, en función del tipo de consumidor.	88
Figura 90. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión del sector ferroviario.	90
Figura 91. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión del sector ferroviario.	90
Figura 92. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión de la industria metalúrgica.	91
Figura 93. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión de la industria metalúrgica.	91
Figura 94. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión del sector de la cogeneración.	92
Figura 95. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión de la industria química.	93
Figura 96. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión de la industria química.	93
Figura 97. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión.....	94
Figura 98. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión.....	94
Figura 99. Solicitudes puestas en servicio.....	95
Figura 100. Solicitudes pendientes de puesta en servicio.	95
Figura 101. Nudos y situación del área 10. Fuente: REE	105
Figura 102. Nudos y situación del área 20. Fuente: REE	106
Figura 103. Nudos y situación del área 30. Fuente: REE	107
Figura 104. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 1.....	112
Figura 105. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 2.....	118
Figura 106. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 3.....	125
Figura 107. Estructura de los ficheros de entrada.	148
Figura 108. Ventana de usuario del programa “Potencia”	149
Figura 109. Estructura de los ficheros de salida del programa “potencia”.	150
Figura 110. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “LISTADO_ACTUAL_Pmed”.....	152
Figura 111. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “ANÁLISIS ACTUAL”.	152
Figura 112. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “TOTAL 2020”.....	153



Figura 113. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “DEMANDA”	153
Figura 114. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “COMPARATIVA”	154
Figura 115. Estructura de la pestaña de lectura de datos de las Macros.	155
Figura 116. Potencia instalada por nivel de tensión en Andalucía.....	157
Figura 117. Demanda por nivel de tensión en Andalucía.	157
Figura 118. Potencia instalada por nivel de tensión en Aragón.....	158
Figura 119. Demanda por nivel de tensión en Aragón.....	158
Figura 120. Potencia instalada por nivel de tensión en Asturias.....	159
Figura 121. Demanda por nivel de tensión en Asturias.	159
Figura 122. Potencia instalada por nivel de tensión en Cantabria.	160
Figura 123. Demanda por nivel de tensión en Cantabria.....	160
Figura 124. Potencia instalada por nivel de tensión en Castilla-La Mancha.....	161
Figura 125. Demanda por nivel de tensión en Castilla-La Mancha.....	161
Figura 126. Potencia instalada por nivel de tensión en Castilla y León.....	162
Figura 127. Demanda por nivel de tensión en Castilla y León.....	162
Figura 128. Potencia instalada por nivel de tensión en Cataluña.	163
Figura 129. Demanda por nivel de tensión en Cataluña.....	163
Figura 130. Potencia instalada por nivel de tensión en Extremadura.....	164
Figura 131. Demanda por nivel de tensión en Extremadura.....	164
Figura 132. Potencia instalada por nivel de tensión en Galicia.	165
Figura 133. Demanda por nivel de tensión en Galicia.	165
Figura 134. Potencia instalada por nivel de tensión en La Rioja.	166
Figura 135. Demanda por nivel de tensión en La Rioja.	166
Figura 136. Potencia instalada por nivel de tensión en la Comunidad de Madrid.	167
Figura 137. Demanda por nivel de tensión en la Comunidad de Madrid.	167
Figura 138. Potencia instalada por nivel de tensión en Murcia.....	168
Figura 139. Demanda por nivel de tensión en Murcia.	168
Figura 140. Potencia instalada por nivel de tensión en Navarra.....	169
Figura 141. Demanda por nivel de tensión en Navarra.	169
Figura 142. Potencia instalada por nivel de tensión en el País Vasco.....	170
Figura 143. Demanda por nivel de tensión en el País Vasco.	170
Figura 144. Potencia instalada por nivel de tensión en la Comunidad Valenciana.....	171
Figura 145. Demanda por nivel de tensión en la Comunidad Valenciana.	171
Figura 146. Variación anual de la demanda en b.c. en los dos escenarios planteados (central del operador del sistema eléctrico y de eficiencia)	173
Figura 147. Tabla de evolución de la punta peninsular de potencia media horaria en b.c. y máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria.....	174
Figura 148. Alimentación trenes alta velocidad	185
Figura 149. Previsión plantas desaladoras.....	188



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Zonas o grupos de trabajo por Distribuidor.	32
Tabla 2. Índice de mallado (%) y % de la potencia total conectada a nudo mallado.	48
Tabla 3. Índice de mallado (%) y % de la potencia total conectada a nudo mallado, H2020.	65
Tabla 4. Demanda prevista para 2020 (Fuente: Dpto. Planificación de la Red de REE)	77
Tabla 5. Generación, demanda y saldo total de intercambios en el H2020.	99
Tabla 6. Resultados del escenario 1.	108
Tabla 7. Tensión en nudos del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).	109
Tabla 8. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).	110
Tabla 9. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).	110
Tabla 10. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).	111
Tabla 11. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).	112
Tabla 12. Resultados del escenario 2.	113
Tabla 13. Tensión en nudos del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	114
Tabla 14. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	115
Tabla 15. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	115
Tabla 16. Tensión en nudos del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	116
Tabla 17. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	117
Tabla 18. Sobrecarga en transformadores del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).	118
Tabla 19. Resultados del escenario 3.	119
Tabla 20. Tensión en nudos del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	120
Tabla 21. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	121
Tabla 22. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	121
Tabla 23. Tensión en nudos del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	122
Tabla 24. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	123
Tabla 25. Sobrecarga en transformadores del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	123
Tabla 26. Tensión en nudos del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	124
Tabla 27. Sobrecarga en líneas del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	124
Tabla 28. Sobrecarga en transformadores del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).	125
Tabla 29. Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%).	172
Tabla 30. Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%)	172
Tabla 31. Escenarios de evolución de demanda en b.c. (temperatura media)	173
Tabla 32. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario del operador del sistema.	175
Tabla 33. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario de eficiencia.	175
Tabla 34. Producto Interior Bruto de cada Comunidad Autónoma. Datos de 2008.	189
Tabla 35. Densidad de población de cada Comunidad Autónoma. Datos de 2008.	189
Tabla 36. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 1.	190



Tabla 37. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 2.	191
Tabla 38. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-2 en el escenario 2.	191
Tabla 39. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 3.	192
Tabla 40. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-2 en el escenario 3.	192



CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente documento viene motivado por la actual necesidad de un cambio en la movilidad y el transporte terrestre debido a los importantes retos de sostenibilidad medioambiental y energética que sufre la sociedad. En los últimos años, se han realizado numerosos estudios sobre las distintas tecnologías que podrían sustituir al vehículo de combustión interna convencional, y la mejor opción considerada y con mayores posibilidades de integración es el vehículo eléctrico. Sin embargo, la electrificación del transporte deberá superar algunos retos para que pueda ser una realidad.

Una de las principales incertidumbres inherentes es, si el Sistema Eléctrico Español estará preparado para asumir el nuevo consumo que supondría la alimentación de un significativo parque de vehículos eléctricos.

A este respecto, este proyecto pretende dar a conocer la capacidad de la red de transporte de energía eléctrica para el suministro de este tipo de vehículos, para el año 2020.

1.2 OBJETIVOS.

El objetivo principal del documento es determinar el número de vehículos eléctricos para los que el Sistema Eléctrico Peninsular Español tendrá capacidad de suministro en el año 2020, sin necesidad de realizar ninguna inversión en las infraestructuras, tanto en el sistema de transporte (alta tensión) como en el de generación.

Para los estudios que se han llevado a cabo se han tenido en cuenta distintos escenarios que reúnen tanto las condiciones más optimas de carga de vehículos eléctricos, como las más restrictivas.

Cabe destacar, que para la obtención de los resultados ha sido necesario un amplio estudio de la situación de la interfaz Transporte-Distribución del Sistema Eléctrico Peninsular Español, objetivo secundario de este documento, quedando fuera del alcance del mismo la consiguiente capacidad de la Red de Distribución (baja tensión).

Para llevar a cabo este estudio, el primer paso ha sido ha sido desarrollar una herramienta informática en lenguaje Tcl (software libre basado en un lenguaje interpretado y de código dinámico).

Dicha herramienta es una de las principales aportaciones de este proyecto, ya que con ella se ha creado un programa específico para el tratamiento de datos pertenecientes al Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, Red Eléctrica de España (REE), sin el cual el análisis de la interfaz Transporte-Distribución no podría haberse llevado a cabo.

1.3 FASES DE DESARROLLO

Para la realización de este proyecto se han tenido que llevar a cabo una serie de estudios que pueden dividirse en tres fases:

1. Estudio sobre el vehículo eléctrico.
2. Conocimiento del estado de la red de transporte.
3. Análisis en PSS\E de los escenarios de estudio.

A continuación se detallan las características más relevantes de cada una de ellas:

1º FASE

En primer lugar, se ha tenido que llevar a cabo un estudio sobre la situación actual del vehículo eléctrico, es decir, desde las características generales de la tecnología, las diferentes formas de recarga y los tipos de vehículos actualmente disponibles en el mercado, hasta las estimaciones realizadas por distintas instituciones sobre el número de vehículos para el año 2020, las limitaciones actuales de estos vehículos y las oportunidades que ofrece la electrificación del transporte en la integración de renovables en el sistema de generación nacional, entre otros.

2º FASE

En esta segunda fase, el objetivo principal ha sido desarrollar las herramientas informáticas necesarias para el tratamiento de la información relativa a la interfaz Transporte-Distribución procedente de Red Eléctrica de España, Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte del Sistema Eléctrico Español, de manera que se pudiera obtener de la forma más precisa posible una visión global de la red de transporte de alta tensión y su estado, tanto actual como prevista para el año 2020.

Los resultados principales de esta fase han quedado reflejados en el programa en lenguaje Tcl, cuyo código se muestra en el anexo A, y el fichero Excel “Caracterización demanda”, donde se muestra el estado actual y previsto de la interfaz Transporte-Distribución, que se muestra en el anexo B.

3º FASE

Por último, se analizaron mediante el programa PSS\E v.29 los tres escenarios sujetos a estudio, para el año 2020. Para ello, se partió del correspondiente caso base¹, y paulatinamente se fue incrementando la demanda en las áreas de estudio adecuando simultáneamente la generación. Este proceso dio lugar a unos valores de potencia incrementada por área y escenario, a partir de los cuales se ha podido calcular la cantidad de vehículos admisibles por el Sistema Eléctrico Peninsular Español en el año 2020, sin necesidad de realizar inversiones en la red que no hayan sido planificadas.

¹ El término “caso base” se refiere a un modelo de la red de transporte creado para su uso en PSS\E, con la infraestructura, generación y demanda incluidas en el documento del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Planificación de los sectores de la electricidad y el gas, 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte”.



1.4 MEDIOS EMPLEADOS

Los medios informáticos empleados para la realización de este proyecto han sido los siguientes:

1. Paquete Office 2007 (principalmente Excel y Word)
2. PSS\E v.29
3. Lenguaje de programación tcl.
4. Bases de datos pertenecientes a Red Eléctrica de España:
 - Listado de transformadores en puntos frontera de la interfaz Transporte-Distribución.
 - Datos de potencia horaria consumida en tiempo real de los transformadores citados.
 - Normativa interna del Operador del Sistema.

1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

Para facilitar la lectura y comprensión al lector del presente documento, a continuación se va a realizar un breve resumen de cada uno de los capítulos:

CAPITULO 2. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Este capítulo es una breve introducción sobre la situación actual del vehículo eléctrico, haciendo referencia a los aspectos más relevantes como son las características de funcionamiento de los diferentes tipos de vehículos eléctricos existentes actualmente, las previsiones de penetración, el impacto sobre el sistema eléctrico y las distintas modalidades de conexión y gestión.

CAPITULO 3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA. ESTRUCTURA DE LA RED PARA EL APOYO A LA DEMANDA DESDE LA RED DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL.

El objetivo fundamental de este capítulo es ilustrar el estado de la red de transporte y su capacidad para hacer frente a un futuro incremento de demanda. Para ello, se ha analizado información relativa a la situación actual y prevista para el año 2020, mediante datos de potencia instalada y demanda en puntos frontera de la interfaz Transporte-Distribución del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

CAPITULO 4. MODELOS DE VALORACIÓN E HIPÓTESIS REALIZADAS.

En este capítulo, se describen y justifican las variables tenidas en cuenta y las hipótesis realizadas, así como los medios y metodología empleados para la elección de los escenarios de estudio para la integración del vehículo eléctrico en el año 2020.



CAPITULO 5. ESTIMACIÓN DE LAS POSIBILIDADES DE INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN 2020. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

Este apartado muestra los resultados obtenidos tras el estudio realizado en PSS\E. En él se indican, el número de vehículos que podrían ser introducidos en cada una de las áreas estudiadas en cada escenario, así como el estado de la red de dichas áreas tras el incremento de demanda procedente de los vehículos eléctricos.

CAPITULO 6. CONCLUSIONES.

Finalmente, se hace una valoración final de los resultados obtenidos en el apartado anterior.



CAPITULO 2: EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

Los importantes retos de sostenibilidad, adquiridos recientemente en la Unión Europea en términos de política energética, han conducido a la aparición de múltiples estudios y debates sobre la capacidad de las nuevas tecnologías para contribuir a la reducción de emisiones y al aumento de la seguridad de suministro. En el caso del transporte rodado, la extrema variabilidad del precio del petróleo en los últimos años, así como la creciente concienciación medioambiental de la sociedad, han subrayado la necesidad de buscar soluciones que permitan reducir el consumo de petróleo y las emisiones, tanto regionales como de gases de efecto invernadero (GEI). Entre las opciones barajadas no sólo se encuentra la mejora de la eficiencia de los vehículos (motores de mayor rendimiento y vehículos híbridos), que ya se está llevando a cabo, sino también el fomento de combustibles alternativos (biocombustibles y combustibles sintéticos), así como la búsqueda de tecnologías alternativas al motor de combustión (vehículos eléctricos o con pila de combustible).

Sin embargo, cabe destacar, por un lado, que los biocombustibles a gran escala son insostenibles, ya que deben competir tanto con la producción de alimentos como con la conservación de la biodiversidad y el uso del agua, y el resultado neto en el ciclo del carbono puede ser muy desfavorable si se sustituyen bosques por cultivos (aumentarían las emisiones de CO₂), y por otro, la pila de hidrógeno todavía es ineficiente y cara de producir, consume el triple de electricidad que los vehículos eléctricos, y no existe la infraestructura necesaria. Es por todo ello por lo que la electrificación del transporte es actualmente la opción con mayor expectativa de desarrollo, razón por la cual se están llevando a cabo numerosos planes de impulso e integración del vehículo eléctrico en España, en los que están tomando partido Gobierno, Administraciones, fabricantes de automóviles, empresas eléctricas, universidades y numerosas instituciones, que buscan superar las barreras de introducción del vehículo eléctrico en el mercado, principalmente a través de 3 líneas de actuación [1]:

1. Impulso a la demanda y promoción del uso del vehículo eléctrico.
2. Fomento de su industrialización y de la I+D+i específica para el vehículo eléctrico.
3. Desarrollo de la infraestructura de carga y su gestión energética.

Las estimaciones actuales prevén que para el año 2014 el número de vehículos eléctricos, entre eléctricos puros e híbridos enchufables será de 1.000.000² de unidades, cifra que se incrementará hasta 2.500.000³ de unidades en 2020.

² Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio "Proyecto piloto de MOVilidad ELEctrica, MOVELE" del 1 de agosto de 2008.

³ Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio "Plan Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020" del 30 de junio de 2010.

2.2 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

[1], [2], [3]

Un vehículo eléctrico es un vehículo de combustible alternativo impulsado por uno o más motores eléctricos.



Figura 1. Vehículo eléctrico

A diferencia de un motor de combustión interna que está diseñado específicamente para funcionar quemando combustible, un vehículo eléctrico obtiene la tracción de los motores eléctricos. Se clasifican según las fuentes de energía eléctrica:

- i) Energía almacenada a bordo con sistemas recargables, que cuando estacionan almacenan energía que luego consumen durante su desplazamiento. Las principales formas de almacenamiento son [4]:
 - Energía química almacenada en las baterías: vehículo eléctrico de batería.
 - Energía eléctrica almacenada en supercondensadores.
 - Almacenamiento de energía cinética, con volante de inercia sin rozamiento.
- ii) Fuentes que permiten la generación eléctrica a bordo del vehículo durante el desplazamiento:
 - La energía solar generada con placas fotovoltaicas.
 - Energía generada a bordo del vehículo usando una célula de combustible.
- iii) También es posible disponer de vehículos eléctricos híbridos, cuya energía proviene de múltiples fuentes, tales como:
 - Almacenamiento de energía recargable y un sistema de conexión directa permanente.
 - Almacenamiento de energía recargable y un sistema basado en la quema de combustibles, incluyendo la generación eléctrica con un motor de explosión y propulsión mixta con un motor eléctrico y de combustión.



Partiendo de esta clasificación se distinguen principalmente entre tres tipos de vehículos:

- **Híbrido (HEV):** Un vehículo eléctrico híbrido es un vehículo de propulsión alternativa movido por energía eléctrica proveniente de baterías y, alternativamente, por un motor de combustión interna que mueve un generador. En el diseño de un automóvil híbrido, el motor térmico es la fuente de energía que se utiliza como última opción, y se dispone un sistema electrónico para determinar qué motor usar y cuándo hacerlo. En el caso de híbridos eléctricos de gasolina, cuando el motor de combustión interna funciona, lo hace con su máxima eficiencia. Si se genera más energía de la necesaria, el motor eléctrico se usa como generador y carga las baterías del sistema. En otras situaciones funciona sólo el motor eléctrico, alimentándose de la energía guardada en la batería. El gran problema actual con el que se encuentra el motor eléctrico para sustituir al térmico en el vehículo, es la capacidad de acumulación de energía eléctrica, que es muy baja en comparación con la capacidad de acumulación de energía en forma de combustible.

- **Híbrido enchufable (PHEV):** es una alternativa al vehículo híbrido que permite recargar las baterías tanto con el motor de combustión interna como con un enchufe. En teoría, reúnen las ventajas tanto de los híbridos como de los vehículos totalmente eléctricos, y pueden facilitar la transición hacia la electrificación del transporte por carretera. Entre las ventajas de estos vehículos se pueden destacar: desplazamiento del uso petróleo, mayor eficiencia del combustible, menores costes de operación y elimina la inseguridad de la autonomía de los eléctricos puros. Sus principales inconvenientes son el precio (todavía alto), el peso y el tamaño de las baterías (aunque cada vez son más livianas y de menor tamaño).

- **Eléctrico puro (solo con baterías) (BEV):** estos vehículos no disponen de motor de combustión. Almacenan energía en baterías y tienen un enchufe para recargarlas. El motor eléctrico aprovecha la energía de los frenados, que normalmente se perdería a través de la disipación del calor y la fricción, mejorando notablemente la eficiencia de los vehículos tradicionales, lo que lo hace ideal para los desplazamientos urbanos. Al tener menos partes mecánicas, sus costes de operación son inferiores. El coste del kilómetro recorrido por un vehículo eléctrico, por primera vez, es inferior al de ese mismo kilómetro en un automóvil convencional de gasolina o gasóleo. Los vehículos eléctricos pueden tener un gran motor eléctrico conectado a la transmisión, o varios motores pequeños situados en cada una de las ruedas. Con sólo un motor se adaptan mejor al diseño tradicional y permiten un motor más potente, pero presentan algunas pérdidas de eficiencia a través de la fricción. Los vehículos eléctricos con motores en los neumáticos evitan muchas de las pérdidas de transmisión frente a un único motor. El precio todavía sigue siendo bastante elevado (debido principalmente a las baterías), pero se espera que éste disminuya cuando empiece la producción en serie. Además del precio, sus principales inconvenientes son la baja autonomía y la lentitud con respecto a los de combustión interna.

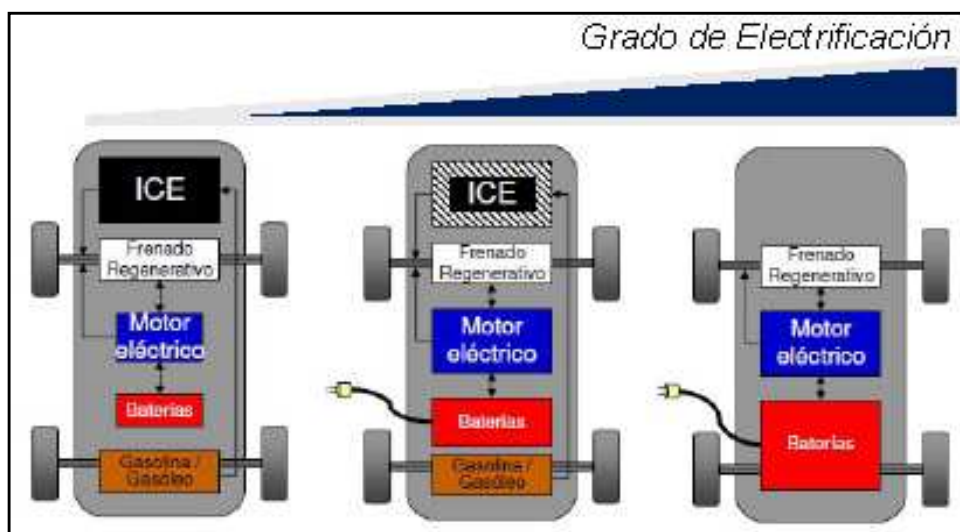


Figura 2. Tipos de vehículos eléctricos según el grado de electrificación. (Fuente: “Movilidad y Redes Eléctricas”, Endesa)

La eficiencia energética (medida en términos de cantidad de energía mecánica aprovechada en el movimiento del vehículo en comparación con la energía total almacenada en el combustible) de un vehículo de combustión interna es muy baja. Aproximadamente, y en un promedio de sus regímenes de funcionamiento, sólo un 18%, para la gasolina, y un 23%, para el diesel, de la energía del combustible se utiliza en mover el coche [5]. El resto se pierde en forma de energía térmica (transferida al escape y refrigeración), mecánica (fricción de gran número de partes móviles) y acústica. Por su parte, un motor eléctrico desarrolla una energía mecánica que puede llegar a ser el 80% de la energía almacenada en la batería. Teniendo en cuenta todo el conjunto de motor, transmisión y ruedas, se acepta generalmente una eficiencia del 65% [3]. La eficiencia energética del motor eléctrico es muy superior a la del motor de combustión interna. Sin embargo, la producción, transporte y distribución de electricidad tienen sus propias ineficiencias que deben ser incorporadas para comparar adecuadamente los dos vehículos desde el punto de vista de consumo de energía primaria. Es decir, el vehículo eléctrico con baterías tiene una mayor eficiencia energética, teniendo en cuenta toda la cadena energética, que la del vehículo de combustión interna. Si la energía primaria fuera en ambos casos petróleo, ello significa que el uso del coche eléctrico se traduce en una reducción del 6% en el consumo de petróleo. Pero la realidad es que sólo una pequeña parte de la electricidad generada procede del petróleo. En consecuencia, la sustitución del coche con motor de combustión interna por un coche eléctrico, se convierte directamente en una importante reducción del consumo de petróleo (del orden de un 25%), que es muy superior a la que se deriva exclusivamente de su mejor eficiencia energética.

➤ TIPOS DE BATERIAS.

Una batería recargable o acumulador es un dispositivo capaz de almacenar energía eléctrica mediante reacciones electroquímicas de oxidación/reducción. Las baterías son generadores secundarios, es decir, no pueden funcionar sin que se les haya suministrado electricidad previamente mediante lo que se denomina, proceso de carga. Posteriormente, la energía química de los materiales activos de los electrodos se puede transformar directa y espontáneamente en energía eléctrica mediante reacciones red-ox reversibles, las cuales llevan asociadas necesariamente, una transferencia de electrones entre los reactivos a través de un circuito exterior donde se incluye la aplicación a la cual se le suministra electricidad [6].

Las tres tecnologías de acumuladores que están siendo utilizadas actualmente en los vehículos eléctricos puros y los vehículos híbridos enchufables comerciales son las baterías de plomo-ácido, níquel-hidruro metálico e ión-litio.

Las baterías de plomo-ácido tienen las prestaciones electroquímicas más bajas y su impacto mediambiental es importante, aunque éste se puede reducir mediante un eficiente reciclado. Su principal ventaja radica en su bajo precio que difícilmente va a ser alcanzado por otras tecnologías de acumuladores. Esta característica justifica que estas baterías se estén utilizando actualmente en vehículos eléctricos con autonomía reducida y bajas velocidades de circulación.

Las baterías de níquel-hidruro metálico, con unas prestaciones electroquímicas superiores a las baterías de plomo-ácido, han sido las elegidas para impulsar el motor eléctrico de los actuales vehículos híbridos enchufables comerciales. Sin embargo, el fuerte desarrollo de las baterías de ión-litio está desplazando el uso de esta tecnología, en especial, en los vehículos híbridos enchufables actuales que cuentan un motor eléctrico más potente y una mayor autonomía en modo eléctrico, e incluso, en vehículos eléctricos puros de altas prestaciones. Es por ello, que las baterías de ión-litio, son las mejor situadas para suministrar la energía eléctrica a las próximas generaciones de vehículos eléctricos.



Figura 3. Batería recargable de Li-Ion.

A pesar de sus altas prestaciones, para que los vehículos eléctricos puedan seguir evolucionando, es prioritario seguir mejorando dichas baterías, para lo que es necesario aumentar la energía almacenada en las baterías, aumentar su vida media, reducir su coste y desarrollar baterías que sean respetuosas con el medio ambiente.



➤ PREVISIONES DE PENETRACIÓN.

En la comercialización del vehículo eléctrico, aparte del precio del combustible, hay que tener en cuenta las cuestiones que el posible comprador se puede plantear, como la autonomía del vehículo, el tiempo necesario para recargar la batería y, por supuesto, el precio del vehículo, muy condicionado por el coste de las baterías. Respecto de la autonomía, es importante atender a los hábitos y previsiones de desplazamiento de la población. En España, la media diaria de kilómetros recorridos en coche es de unos 35 Km⁴. El motivo del mayor número de kilómetros recorridos es el ocio, seguido del trabajo, lo que indica que hay pocos viajes largos para vacaciones y ocio en general, y muchos viajes cortos para acudir y regresar del trabajo⁵. Este hecho refuerza el uso potencial del coche eléctrico teniendo en cuenta la citada limitación en la autonomía de las baterías. Los 60 ó 100 kilómetros de autonomía permitirían resolver el desplazamiento diario al trabajo en la mayoría de los casos, debiendo resolverse, con una alternativa a las baterías, los desplazamientos largos. Para ello, la mejor solución son los coches híbridos enchufables en los que el motor auxiliar de combustión permite completar toda la distancia necesaria y, sobre todo, resuelve el principal problema psicológico constante en un cliente: “¿qué hacer si la batería se agota en medio de un trayecto?”. Otras soluciones contempladas son las estaciones de recarga rápida y las de reemplazo rápido del conjunto de batería del vehículo. En ambos casos, se trata de soluciones que requieren de desarrollo e inversión en infraestructuras.

Todo ello está muy relacionado con la respuesta a la segunda cuestión, el tiempo necesario para la recarga. Obviamente, un tiempo de horas en una estación de recarga, comparado con los minutos que se tarda en repostar en una gasolinera, es inviable. La solución directa pasa por las recargas rápidas o la sustitución del conjunto batería, pero con la necesidad de nuevas infraestructuras. Todo ello no sería necesario en una primera etapa, si se facilitan las recargas lentas en los lugares donde el usuario puede mantener su vehículo estacionado durante un mínimo de tiempo, de 2 a 3 horas, lo necesario para conseguir una recarga, al menos parcial. Aparcamientos públicos de oficinas, de centros comerciales y garajes privados, son los lugares adecuados para conseguir esas cargas lentas. Sólo necesitan una ligera adaptación en su infraestructura eléctrica interior para permitir dicha carga.

La tercera cuestión es el precio del vehículo, que será diverso en función de las prestaciones y, sobre todo, de su momento de lanzamiento. El precio de un vehículo eléctrico, ya sea de baterías o híbrido enchufable, es superior al de un coche de motor de combustión interna de prestaciones similares. El principal motivo es el coste de las baterías, que en este momento, se encuentra alrededor de los 12.000 euros, para una autonomía de 100 Km. Sin embargo, se espera una gran evolución, fruto del crecimiento del mercado, que las abarate considerablemente. Además, se está considerando la posibilidad de ofrecer subvenciones, ya sean directas o indirectas, desde las administraciones, como una ayuda para acelerar la introducción de estos vehículos en el mercado.

⁴ Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Guía PMUS.

⁵ Fuente: Ministerio de Fomento, Movilia 2006/2007

En cualquier caso, hay una base evidente de ahorro en el combustible y es en este aspecto, donde reside la innovación de la comercialización con todas las fórmulas posibles: la venta tradicional, el leasing completo, o sólo de las baterías, serán alternativas que facilitarán su introducción comercial. Las actuales previsiones de penetración son muy aventuradas, pero una vez montadas las cadenas de producción, el incremento del número de unidades es sencillo. Por todo ello, la cifra del millón de vehículos eléctricos resulta asumible, principalmente en países donde dicha cifra representa un pequeño porcentaje de su parque móvil.

➤ IMPACTO SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO.

La razón de ser de todo sistema eléctrico es una demanda de energía eléctrica que debe ser satisfecha, y el objetivo del mismo es el suministro de dicha energía con unos adecuados niveles de fiabilidad, seguridad de suministro y en condiciones de rentabilidad económica. Esta finalidad justifica el diseño de un sistema eléctrico, cuya composición básica de demanda, generación y red (elementos esenciales que configuran la infraestructura física del sistema), se refleja en los modernos sistemas eléctricos interconectados. Los elementos físicos que componen dicho sistema requieren una herramienta destinada a la gestión coordinada del mismo, lo que se lleva a cabo con la “operación”, término que incluye simultáneamente la gestión técnica y económica del sistema eléctrico aplicada a su conjunto, en un sector de enormes exigencias económico- financieras y de grandes repercusiones sociales.

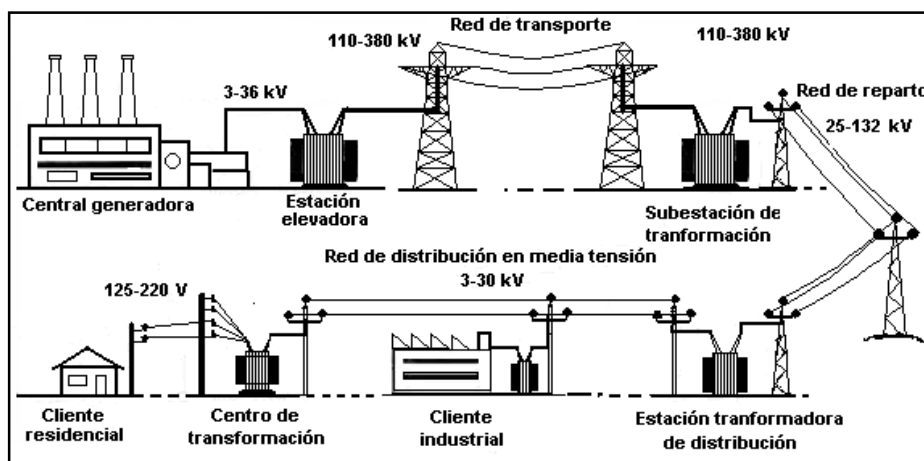


Figura 4. Diagrama esquematizado del Sistema de suministro eléctrico. Fuente: Google.

El sistema eléctrico presenta una serie de aspectos singulares que dificultan su homologación con muchos otros sistemas e incluso con el resto de los que, como el eléctrico, estarían en la categoría de redes de flujo. A continuación, se relacionan las singularidades más significativas:



1. La singularidad más acusada y más restrictiva para el sistema eléctrico, es que existe la necesidad de una producción que, de forma continua, se adecúe a la evolución de la demanda, de manera que su suministro sea permanente y en tiempo real. A este respecto, el principal inconveniente reside en la inviabilidad de un almacenamiento eficaz en forma de energía eléctrica. Consecuentemente, este necesario equilibrio dinámico ha de considerar una variedad de factores entre los que destacan la variabilidad de la demanda y la consideración de posibles fallos en los componentes del sistema (contingencias).
2. La circulación de energía a través de las redes eléctricas se realiza en función de las leyes físicas, sin que apenas existan recursos de control direccional eficientes a través de los elementos de la red, ni a disposición de la operación, ni de los propios agentes. Esta circunstancia provoca una doble dificultad: la primera en el aspecto técnico, donde se produce la posibilidad de vulnerar las capacidades de los elementos del sistema, y la segunda en el aspecto comercial, por la dificultad en articular y controlar acuerdos contractuales entre agentes propietarios y usuarios.
3. No es posible llevar a cabo por parte del usuario final una diferenciación o seguimiento del producto que originalmente se entregó al sistema. En efecto, el sistema común “mezcla” las energías originales, haciendo imposible para el usuario final la diferenciación del origen; finalmente, el grado de calidad percibido por el usuario es consecuencia del sistema, y especialmente de la red.
4. La transmisión de energía a través del sistema eléctrico, conlleva unas pérdidas de transporte y distribución que provocan que una fracción del producto se “pierda” en los elementos de la red.
5. Es preciso tener en cuenta la presencia en el sistema eléctrico de la potencia reactiva, y la necesidad de una gestión eficiente de la misma.
6. El funcionamiento del sistema exige el cumplimiento de unos requisitos de calidad que tiene una particular complejidad para el sistema eléctrico. En primera aproximación, estos requisitos están relacionados tanto con la continuidad del suministro eléctrico como con los atributos esenciales del mismo (calidad de la onda). En un ámbito más amplio, la fiabilidad es el concepto técnico que permite la valoración de la calidad en el suministro de demanda asociada a un sistema eléctrico, así como concretamente a las redes de transporte y distribución. Esto se lleva a cabo mediante la evaluación de la capacidad de las mismas para satisfacer un conjunto de condiciones técnicas de idoneidad (exigencias para el comportamiento en régimen permanente) y de seguridad (requisitos en los regímenes transitorios subsiguientes a contingencias). Adicionalmente, la fiabilidad incluye como tercer atributo la integridad, asociada a la garantía de la conectividad de la red en lo que concierne a evitar, tanto el funcionamiento en régimen aislado de parte del sistema como al hecho de que se efectúe un corte de suministro. Por último, la fiabilidad obliga a diseñar, desarrollar, programar y operar el sistema y la red de forma que se garantice el cumplimiento de los requisitos técnicos y atributos esenciales del suministro.



La demanda en España se caracteriza por su fuerte dependencia de la laboralidad, la temperatura y la época del año. Ahora bien, se dispone de modelos y herramientas de predicción que, con un horizonte suficiente para la programación diaria de los medios de producción eléctrica, proporciona errores inferiores al 2%⁶.

Otra característica que presenta la curva de demanda del sistema peninsular español y que la diferencia de los países de su entorno, es la relación que existe entre la demanda punta y la demanda valle (España alcanza valores de 1,6 a 1,7)⁶. Esta circunstancia, en principio desfavorable porque representa una menor utilización de la capacidad instalada (y de la inversión realizada), se torna como ventajosa a la hora de atender un consumo como el que representaría un parque de vehículos eléctricos, siempre teniendo en cuenta la necesidad de controlarlos en la hora de su carga para evitar un incremento de la punta de la demanda. La existencia de esta relación entre las demandas de valle y punta hace que existan horas a lo largo del día con fuertes gradientes de incremento o reducción de la demanda en potencia, que alcanzan valores de hasta 4000 MW y que deben ser gestionados con los incrementos o decrementos correspondientes de la producción del equipo generador gestionable. Por lo tanto, el sistema peninsular español debe contar con más generación lo suficientemente flexible para ser capaz de escalar la pendiente de la curva de demanda y además, cubrir la punta.

Analizando los consumos horarios registrados en el sistema peninsular español para cada hora del año 2009, puede apreciarse que el consumo medio horario es aproximadamente de unos 35.000 MWh y el máximo consumo horario que se registró en dicho año tuvo lugar el 13 de enero alcanzando un valor de 44.495. El sistema eléctrico debe ser capaz de responder a esa solicitud aunque solamente ocurra una vez en el año. Por lo tanto es conveniente para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y la adecuada integración del aumento del consumo demandado por la carga de las baterías que equipen los coches eléctricos, que ésta se efectúe en periodos horarios de bajo consumo y se trate de evitar los periodos de punta.

En cuanto al origen de la energía, en los últimos tiempos, las políticas europeas y nacionales han dado un importante impulso a la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Este impulso continúa, entre otros motivos, debido a la necesidad de reducción del consumo de otras energías primarias, el objetivo de disminución de la dependencia exterior y de reducción de las emisiones de CO₂. Los resultados de estas energías renovables son patentes, y hoy en día ya se cuenta con más de 20.000 MW de potencia eólica instalada, más de 3.000 MW fotovoltaicos instalados y 11 MW termo-solares acoplados a las redes. Ahora bien, la integración en el sistema eléctrico de estas energías de forma segura supone un reto para la operación del sistema. Una de las características principales de las centrales de generación de origen renovable, y en concreto de las eólicas y solares, es su escasa disponibilidad. Para el caso de la generación eólica, en cualquier hora del año sólo está asegurada una generación del 5% de la potencia instalada. En el caso de las centrales solares la disponibilidad es mayor.

⁶ Fuente: REE



Sin embargo, si no disponen de sistemas de almacenamiento de energía, no estarán listas para la cobertura de la punta de invierno que se produce en horas sin insolación. Es difícil prever la energía eólica con la que puede contar el sistema. La potencia eólica depende del viento y éste no se adecúa a la curva de demanda, es lo que se denomina “no gestionabilidad”⁷. Además, muy frecuentemente presenta valores más altos en horas valle que en las horas punta⁸, con lo que, si se interpreta la producción eólica como una demanda negativa, el efecto observado es el aumento del cociente entre punta y mínima producción.

En este sentido y como se indicaba anteriormente, resulta beneficioso tanto para el sistema como para integrar más energía eólica, incrementar la demanda en periodos valle o de baja carga bien desplazando hacia dichas horas consumos (carga de baterías) o bien incrementando el almacenamiento de energía con más centrales de bombeo.

➤ MODALIDADES DE CONEXIÓN Y GESTIÓN.

Dada la diversidad de vehículos eléctricos, se pueden anticipar varios tipos de conexión a la red, dependiendo de la velocidad deseada de la carga, que a su vez dependerá de las características del vehículo y de su utilización⁶:

- **Carga lenta**, típicamente monofásica, de poca potencia máxima (valores citados por los fabricantes entre 3 y 6 kW.). Corresponderá a vehículos PHEV o BEV que se recargan por la noche, o adicionalmente durante el día en varias horas (por ejemplo, en aparcamientos en los lugares de trabajo). La autonomía máxima eléctrica será inferior a 100 Km., al estar dotados de capacidad de batería inferior a 20 kWh.
- **Carga rápida**, necesariamente trifásica, de varias decenas de kW. de potencia máxima (se anuncian valores entre los 60 y los 200 kW.). Será necesaria para vehículos que quieren realizar la carga, parcial o completa, en periodos inferiores a una hora. Se tratará normalmente de vehículos no híbridos, que requieran hacer esa carga de forma ineludible.

⁷ De acuerdo con el Real decreto 661/2007, ANEXO XI Acceso y conexión a la red: “...se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futuro no es suficiente para que pueda considerarse como programa...”.

⁸ Según el Operador del Sistema, las pautas de consumo que ayudan en la previsión de la demanda eléctrica:

- Las **horas punta**, o de mayor consumo eléctrico, son las horas en las que es más costoso producir electricidad porque es necesario que funcionen las centrales más caras y también con más emisiones de CO₂.
- Las horas nocturnas son las de menor consumo (**horas valle**) debido a la reducción de la actividad en todos los sectores pero, a partir de las 6.00 horas, se produce un ascenso con el inicio de la jornada laboral.
- En invierno, las horas punta se dan entre las 11.00 y 12.00 horas por la actividad en empresas/servicios y en los hogares (uso de hornos y cocinas) o bien, entre las 19.00 y 20.00 horas por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano, las horas punta de demanda se producen en las horas centrales del día coincidiendo con las horas de mayor temperatura.

Respecto a su efecto en el sistema eléctrico, como cualquier otra carga hay que considerarlo en los diferentes componentes. El hecho de que sean cargas nuevas, repetitivas, y que totalicen un volumen muy significativo, ofrece una oportunidad para que su suministro se realice de forma óptima para el conjunto de los agentes involucrados: los propios vehículos eléctricos, las redes, y la generación eléctrica, evitando inversiones cuantiosas en red con un factor de utilización muy bajo.

Solamente con la gestión “inteligente” de estas cargas se podrá conseguir el adecuado control, con dos objetivos principales:

- Evitar problemas eléctricos en las redes: desequilibrio generación-carga, sobrecargas (en distribución), colapso de tensión (en transporte), y, en consecuencia, evitando inversiones (un mínimo de desarrollo de la red de baja tensión será necesario).
- Que la energía necesaria de los vehículos sea la producida de forma más eficiente: en la medida de lo posible, dicha carga tendrá lugar en valle (es decir, usando las centrales más eficientes), y preferiblemente empleará energías renovables que no tengan posibilidad de almacenamiento.

Para conseguir lo anterior, es necesario, que la gestión de las redes en tiempo real llegue hasta el punto de carga del vehículo, acomodando la carga de los diferentes vehículos según la situación de la red de distribución y transporte, y de la generación disponible.

Los sistemas de control en tiempo real existen, siendo perfectamente posible la incorporación de la gestión de cargas, individuales o agregadas en los despachos de distribución y agregada a mayor nivel en el despacho del operador del sistema.

Es necesario mantener una comunicación bidireccional con las cargas, para medirlas y para controlarlas. Éste es uno de los grandes retos al que se enfrenta un control de cargas dispersas y numerosas: el establecimiento de una red de telecomunicaciones de acceso que tenga la capilaridad y capacidad suficiente como para permitir el desempeño de esas funciones. Esta misma red de telecomunicaciones de acceso es la que se va a necesitar para el desarrollo de la inteligencia en red eléctrica que permitirá conseguir en un futuro no muy lejano las redes inteligentes (“Smart Grids”) con las que se gestionará de forma mucho más eficaz el sistema eléctrico en su conjunto.

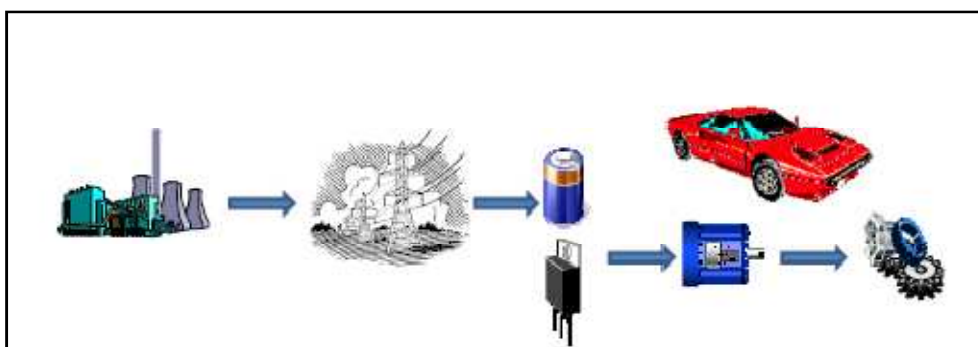


Figura 5. Cadena energética relativa al vehículo eléctrico.

Fuente: R. Bargalló, J. Llaverías, H. Martín, “El vehículo eléctrico y la eficiencia energética global”, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2009



CAPITULO 3: CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA. ESTRUCTURA DE RED PARA EL APOYO A LA DEMANDA DESDE LA RED DE TRANSPORTE EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL

Este documento, con el objeto de definir con la mayor precisión posible la capacidad de la red de transporte para hacer frente a la nueva demanda que supone la introducción del vehículo eléctrico, recoge una serie de datos y de información, cuya finalidad es ilustrar el estado de la red de transporte y su capacidad, tanto en la denominada “situación actual”, correspondiente al periodo 01/01/2008-31/12/2009, como a la denominada “situación prevista”, correspondiente al horizonte 2020.

Para ello, se ha analizado información relativa a ambas situaciones, de potencia instalada y demanda en barras de central⁹ (b.c.) en los puntos frontera¹⁰ de la interfaz Transporte-Distribución del Sistema Eléctrico Peninsular Español.

➤ Definición de la información.

▪ POTENCIA INSTALADA:

Se ha dispuesto de un listado completo de todos los puntos frontera de la interfaz Transporte-Distribución del Sistema Eléctrico Peninsular Español, con la siguiente información:

1. Nombre del nudo.
2. Nivel de tensión.¹¹
3. Nomenclatura de cada transformador (tipo y número).
4. Comunidad Autónoma y Provincia a la que pertenece.

⁹ La demanda en barras de central (b.c.) incluye la energía vertida en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales; no incluye, por tanto, el autoconsumo (consumo directamente abastecido por producción propia). Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo (energía final de electricidad) habría que extraer las pérdidas originadas en las redes de transporte y distribución.

¹⁰ Según lo establecido en el RD 1110/1997, capítulo I “Reglamento unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico Español”, Artículo 3, se define:

1. Punto de conexión: el lugar concreto de la red donde se enlazan instalaciones correspondientes a distintas actividades, zonas de distribución o propietarios.
2. Puntos frontera:
 - a) El punto de conexión de generadores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y clientes con las redes de transporte o distribución.
 - b) Los puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución.
 - c) Los puntos de conexión de instalaciones de distribución propiedad de una empresa con instalaciones de distribución propiedad de otra empresa distinta, con independencia de su régimen económico retributivo.
 - d) Las interconexiones internacionales.

¹¹ Un transformador es una máquina eléctrica destinada a la función de transformar desde un nivel a otro. Los arrollamientos de mayor tensión reciben el nombre de arrollamientos o devanados o lados de alta tensión (AT); los de menor, de baja tensión (BT). Por supuesto, los conceptos de lado de alta y lado de baja no coinciden, necesariamente, con los correspondientes a lado primario y secundario.

5. Distribuidor asociado. (Empresa distribuidora titular de las instalaciones eléctricas del lado de baja tensión del transformador del punto frontera en cuestión).
6. Potencia nominal de cada transformador.
7. Existencia de consumidores directamente conectados a la red de transporte.
8. Topología:
 - Nudo mallado: se dice de aquel nudo a través del cual la energía puede seguir caminos alternativos, confiriendo una mayor fiabilidad y seguridad de suministro al sistema al que pertenece.
 - Nudo insuficiente mallado: agrupa nudos no mallados y antenas. Son nudos alimentados por uno solo de sus extremos transmitiendo la energía en forma radial a los receptores y el emisor. Los nudos no mallados de la red de transporte implican una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad del suministro en dicho nudo.¹²
9. Propietario del punto de medida.¹³
10. Pertenencia del nudo a un núcleo urbano.¹⁴
11. Número de zona de trabajo.

Las zonas o grupos de trabajo por Distribuidor son las siguientes:

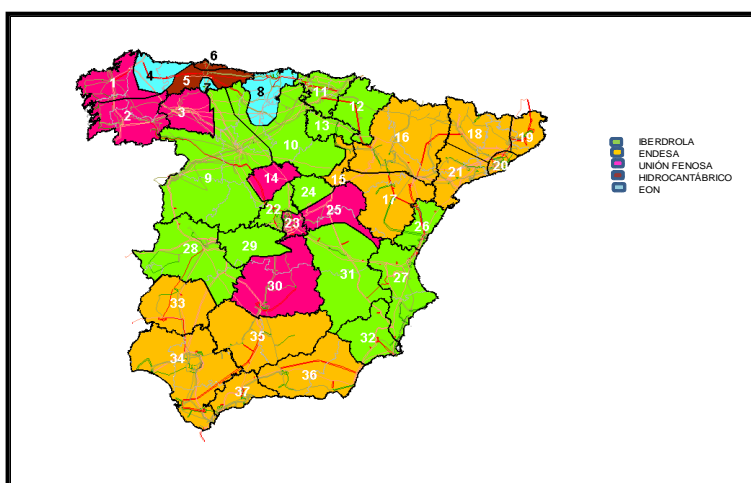


Figura 6. Zonas o grupos de trabajo por Distribuidor. Fuente: REE y elaboración propia.

¹² Según el P.O.13.1 "Criterios de desarrollo de la Red Transporte", capítulo 3 "Criterios de fiabilidad", se establecen diversos criterios para limitar la aparición de subestaciones de transporte asociados a nuevas conexiones que pueden comprometer la misión fundamental de dicha red.

¹³ Según lo establecido en el RD 1110/1997, capítulo I "Reglamento unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico Español", Artículo 3, se define:

3. Punto de medida: el lugar concreto de la red donde se conectan los equipos de medida, de forma que la energía registrada corresponde a la energía circulada por dicho punto.
4. Responsable del punto de medida: el titular del punto de medida y de las instalaciones de energía eléctrica donde se ubica dicho punto de medida. Tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento y sus disposiciones de desarrollo.

¹⁴ Sólo para aquellos transformadores situados en los núcleos urbanos sujetos a estudio, es decir, Madrid, Barcelona y Valencia, como se podrá ver más adelante.



Nº Zona	Distribuidor	CCAA	Alcance
1	Unión Fenosa	Galicia	Galicia Norte
2	Unión Fenosa	Galicia	Galicia Sur
3	Unión Fenosa	Galicia	León Oeste y Zamora-Norte
4	Eon Distribución	Galicia y Asturias	Lugo-Norte y Asturias-Oeste
5	Hidrocantábrico	Asturias	Zona interior
6	Hidrocantábrico	Asturias	Zona costera central
7	Eon Distribución	Asturias	Asturias-Centro-Sur
8	Eon Distribución	Cantabria y Castilla y León	Cantabria, Palencia-Norte, Burgos-Noroeste
9	Iberdrola	Castilla y León	Oeste de Castilla y León
10	Iberdrola	Castilla y León	Este de Castilla y León
11	Iberdrola	País Vasco	País Vasco y Cantabria Este
12	Iberdrola	Navarra	Navarra
13	Iberdrola	Rioja	Rioja
14	Unión Fenosa	Castilla y León	Segovia
15	Endesa	Castilla y León	Soria-Este
16	Endesa	Aragón	Aragón-Norte
17	Endesa	Aragón	Aragón-Sur
18	Endesa	Cataluña	Cataluña-Noroeste
19	Endesa	Cataluña	Cataluña-Noreste
20	Endesa	Cataluña	Barcelona-Capital
21	Endesa	Cataluña	Cataluña-Sur
22	Iberdrola	Madrid	Madrid-Oeste
23	Unión Fenosa	Madrid	Madrid-Sureste
24	Iberdrola	Castilla-La Mancha	Guadalajara-Noroeste
25	Unión Fenosa	Castilla-La Mancha	Guadalajara-Sur y Cuenca-Norte
26	Iberdrola	Comunidad Valenciana	Castellón
27	Iberdrola	Comunidad Valenciana	Valencia y Alicante
28	Iberdrola	Extremadura	Cáceres y Badajoz-Noreste
29	Iberdrola	Castilla-La Mancha	Toledo-Oeste
30	Unión Fenosa	Castilla-La Mancha	Toledo-Este y Ciudad Real
31	Iberdrola	Castilla-La Mancha	Cuenca-Sur y Albacete
32	Iberdrola	Murcia	Murcia
33	Endesa	Extremadura	Badajoz-Oeste
34	Endesa	Andalucía	Huelva, Sevilla y Cádiz
35	Endesa	Andalucía	Córdoba y Jaén
36	Endesa	Andalucía	Granada y Almería
37	Endesa	Andalucía	Málaga

Tabla 1. Zonas o grupos de trabajo por Distribuidor.

De dicha información, se han podido extraer conclusiones acerca de la potencia instalada a nivel peninsular, por Comunidad Autónoma, por Zona o Grupo de Trabajo y núcleos urbanos, en función del nivel de transformación de tensión y la topología del nudo.



▪ DEMANDA:

En este caso, hay que distinguir los métodos de obtención de la información de demanda peninsular en función de la situación analizada.

- Situación actual (Datos históricos: cierre a 31/12/2009):

La información inicial consistía en un listado de los transformadores de todos los nudos sujetos a estudio, que contenía los valores de dicha demanda media horaria para cada hora del día, de los 365 días de cada uno de los dos años citados, para cuyo tratamiento se desarrolló una herramienta informática de cálculo específica en lenguaje Tcl, cuyo código se puede observar en el anexo A del final del documento.

Para la obtención de una “demanda tipo”, en primer lugar, se dividió la información por estaciones, según lo establecido en el P.O.1.2 “Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el Operador del Sistema”:

Primavera → abril-mayo.
Verano → junio-julio-agosto.
Otoño → septiembre-octubre.
Invierno → noviembre a marzo.

A continuación, se seleccionaron 3 de los 7 días de la semana, los martes, miércoles y jueves, por ser los más representativos de la demanda diaria tipo laboral, tras lo cual, mediante la herramienta citada, se procedió a realizar una media para cada transformador de todos los valores medios de demanda horaria correspondientes a los días seleccionados para cada estación, es decir, para cada transformador un solo valor para cada hora del día y cada estación, obteniendo así 24 valores de potencia media demandada por transformador para cada estación. De esta forma, se pudo obtener la curva de demanda diaria de cada nudo.

Por último, señalar que para los análisis realizados, se ha utilizado para cada estación del año los valores de demanda en la hora punta, que es la hora del día con mayor consumo eléctrico, establecido en el P.O.7.4, “Servicio complementario de control de tensión en la red de transporte”, Anexo 7:

DEFINICIÓN DE LOS PERIODOS HORARIOS																								
LABORABLE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Invierno	V	V	V	V	V	V	L	L	L	L	P	P	L	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L	L
Primavera/ Otoño	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	L	P	P	L	L	L	L	L	P	P	P	L	L
Verano	L	V	V	V	V	V	L	L	L	L	L	P	P	P	P	L	L	L	L	L	P	P	P	L
P = Punta L = Llano V = Valle																								



Dentro de los periodos punta, se ha seleccionado una hora punta por estación mediante un estudio estadístico, siendo seleccionada en cada caso la hora con mayor probabilidad de máxima demanda; como resultado se ha obtenido:

- Hora punta Invierno: 20:00 horas.
- Hora punta Primavera: 22:00 horas.
- Hora punta Verano: 14:00 horas.
- Hora punta Otoño: 21:00 horas.

- Situación prevista (Previsión de la demanda a largo plazo, Horizonte 2020):

En el caso de la demanda prevista, hay que distinguir dos fases:

- ✓ 1º Fase: los datos empleados son los contenidos en el registro de demanda con solicitud de acceso hasta 31/10/2009, información perteneciente al departamento de Acceso a Red de REE, a través de los cuales se ha podido realizar la caracterización del estado de la red de transporte para el horizonte 2020 (capítulo 3).

Toda esta información está contenida en un fichero EXCEL denominado “Caracterización de la Demanda”, cuyo manual está en el anexo B del final del documento.

- ✓ 2º Fase: información perteneciente al documento “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.”, de mayo de 2008, y que ha sido empleada en los estudios de PSS/E realizados para el cálculo de vehículos eléctricos con posibilidades de integración en la red de transporte planificada para 2020.

Este estudio¹⁵, desarrollado por el Departamento de Planificación de la Red de REE, tiene por finalidad realizar la previsión de la demanda en b.c. a largo plazo, para ello se recopilan, analizan, preparan y actualizan datos correspondientes a:

1. Series de variables macroeconómicas nacionales e internacionales que se utilizan como datos de entrada para realizar la previsión. Estas series se obtienen a partir de información de carácter oficial de Bases de datos del Ministerio de Economía y Hacienda, del Instituto Nacional de Estadística y de otras de diversos Organismos especializados en previsiones de tipo macroeconómico.

¹⁵ Establecido en el Procedimiento Técnico TX009, procedimiento interno del Operador del Sistema.



2. Series de variables eléctricas, tales como demanda horaria b.c., puntas de demanda b.c., demanda por Comunidad Autónoma, etc., así como información correspondiente a otras variables exógenas, tales como temperaturas de observatorios meteorológicos, etc. Toda esta información se obtiene del Departamento de Estadística e Información de Red Eléctrica y del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con estos datos, se realiza la previsión de demanda, que incluye los siguientes aspectos: demanda anual b.c. en el horizonte de previsión, demanda mensual b.c. para los 2 primeros años del horizonte, punta anual b.c., así como otras numerosas estimaciones; todo ello, con la ayuda de modelos matemáticos integrados en un sistema informático homogéneo y compacto que utiliza toda la información disponible.

Las previsiones se elaboran mediante la generación de, al menos, 3 escenarios de evolución para la demanda anual (escenario central, superior e inferior), y como resultado se obtiene la demanda anual futura desglosada en 3 componentes: laboralidad, temperatura y actividad económica.

3.1 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA. DESARROLLO PRODUCIDO EN LA INTERFAZ TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN

3.1.1 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA ACTUAL DE APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del tratamiento de los datos anteriormente definidos, que permiten una visión global de la potencia instalada actual en la interfaz Transporte-Distribución, según distintos niveles de agregación.

- A. A nivel peninsular.
- B. Por Comunidad Autónoma.
- C. Por Zona de Distribución.

A. Potencia instalada en el Sistema Peninsular.

Actualmente, existen 550 puntos frontera entre la red de transporte y la Red de Distribución, de los cuales, únicamente el 8% son empleados para suministro de consumidores directamente conectados a la red de transporte, como se puede observar en la figura 7.

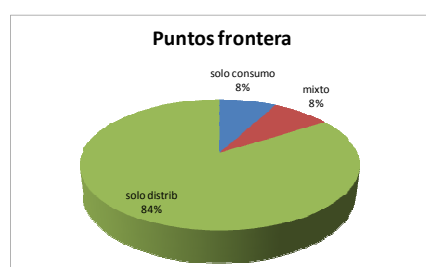


Figura 7. Caracterización de los puntos frontera.

Por otro lado, estos puntos también se pueden clasificar en función de su topología:

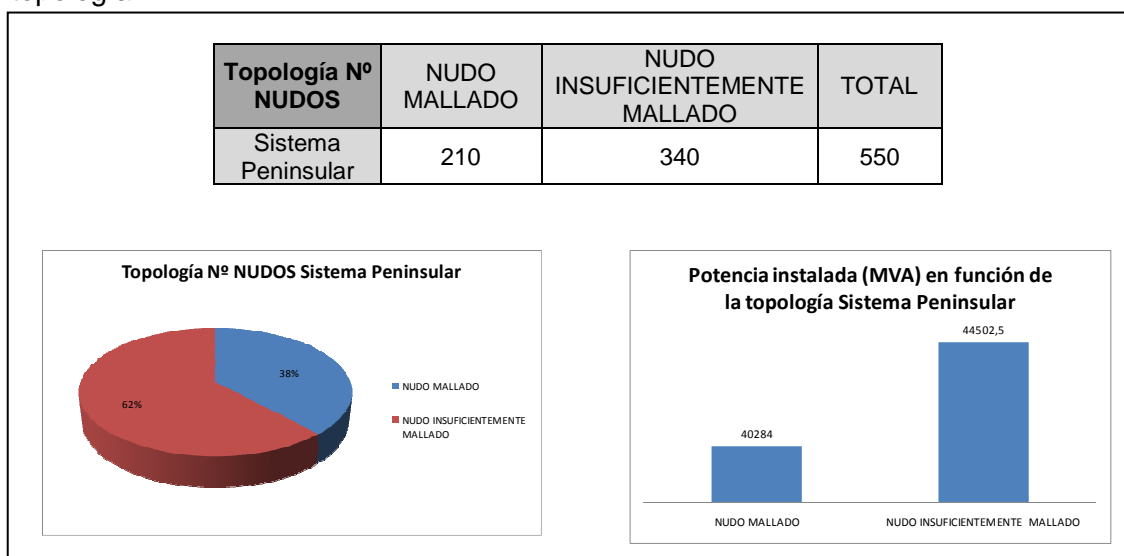


Figura 8. Potencia instalada en el sistema peninsular en función de la topología.

En la figura 8 se puede observar, que el 62% de los puntos frontera son nudos insuficientemente mallados, lo que podría suponer un riesgo, ya que la mayor parte de las interrupciones se dan en nudos insuficientemente mallados. Además, cabe destacar que, la potencia instalada en el total de estos nudos, se distribuye a partes iguales entre una topología y otra.

Por otro lado, atendiendo a la potencia instalada en función del nivel de transformación, se han obtenido los siguientes resultados:

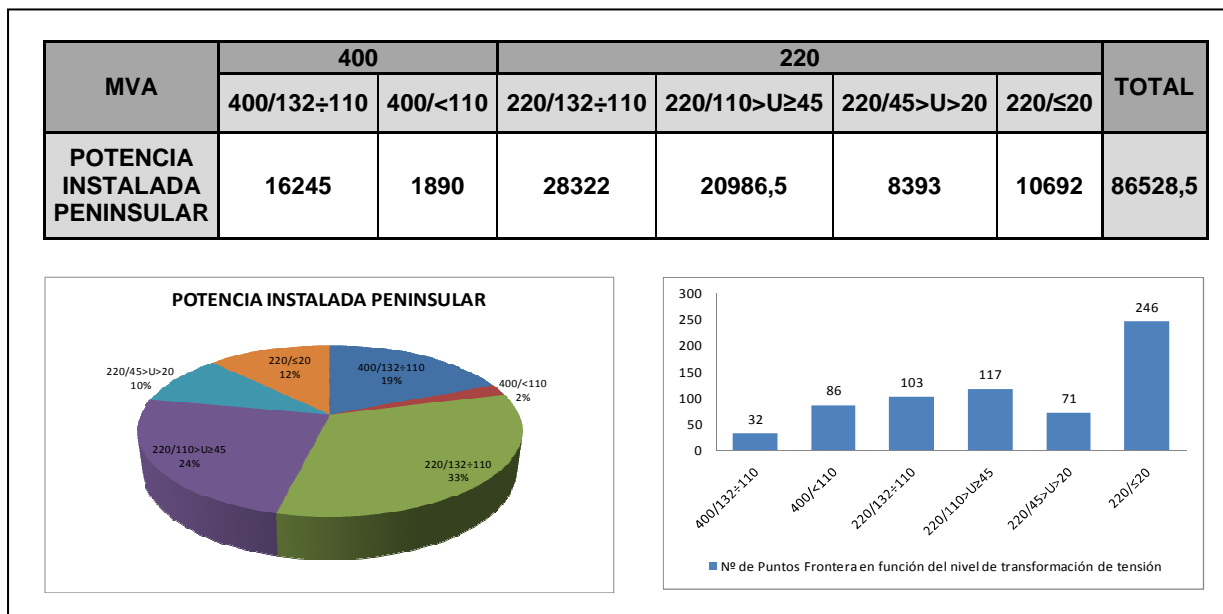


Figura 9. Potencia instalada en el sistema peninsular en función del nivel de transformación de tensión.¹⁶

Como se puede observar, el nivel de transformación con mayor potencia instalada corresponde al de 220/132÷110 kV, con un 33% del total, seguido del 220/110>U≥45 kV con el 24%. Sin embargo, es la transformación directa a consumo, 220/≤20 kV, la que cuenta con mayor número de nudos.

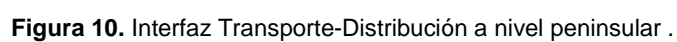
En el siguiente esquema, se muestran los distintos niveles de transformación de tensión existentes en la interfaz Transporte-Distribución del sistema peninsular, con la potencia instalada en cada caso.

¹⁶ A 31/12/2009 el número de transformadores de 400/132÷110 kV propiedad de REE, es el siguiente:

Transformadores propiedad de REE*	Nº
400/132	3
400/110	1

*P.E.S. a 31/12/2009

Número que aumentará considerablemente en el H2020, como se podrá ver más adelante.



Así mismo, se puede extraer que de la potencia instalada en nudos mallados, el 24% pertenece al nivel de transformación 220/132÷110 kV, mientras que el 47% de la potencia instalada en nudos insuficientemente mallados pertenece al nivel de transformación 220/≤20 kV, como se puede ver a continuación.

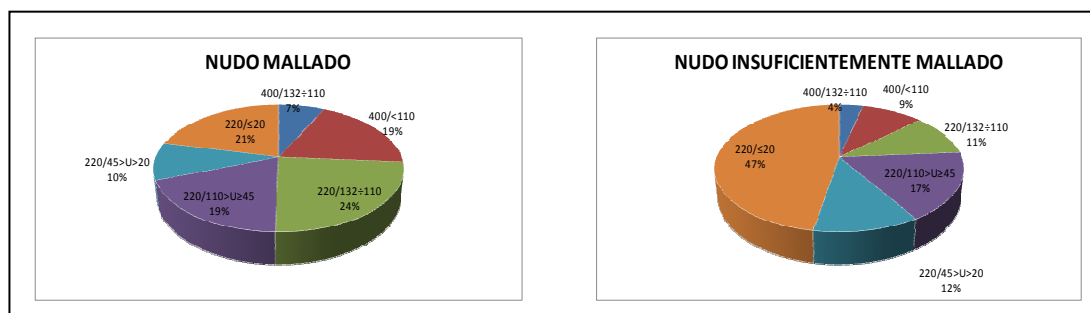


Figura 11. Caracterización de los distintos niveles de transformación de tensión de los puntos frontera en función de la topología.

Por último, cabe destacar la distribución de la potencia instalada en los puntos frontera, en función de la comercializadora que haya establecido contratos de compraventa de energía eléctrica en dichos puntos.

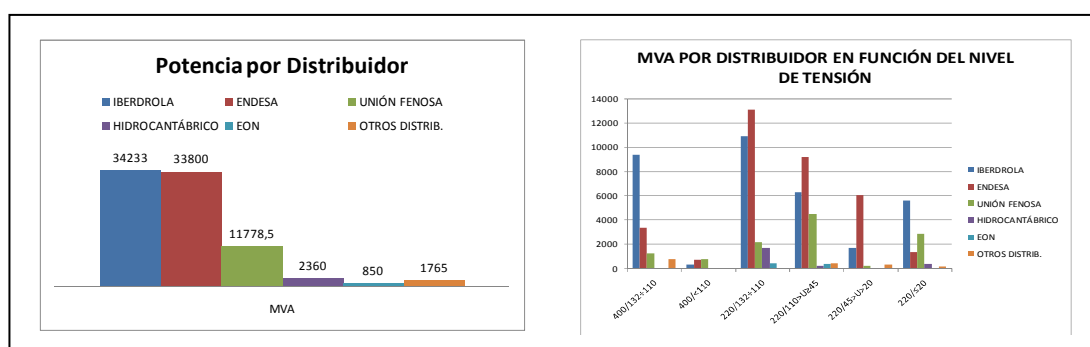


Figura 12. Potencia instalada por nivel de transformación y distribuidor.

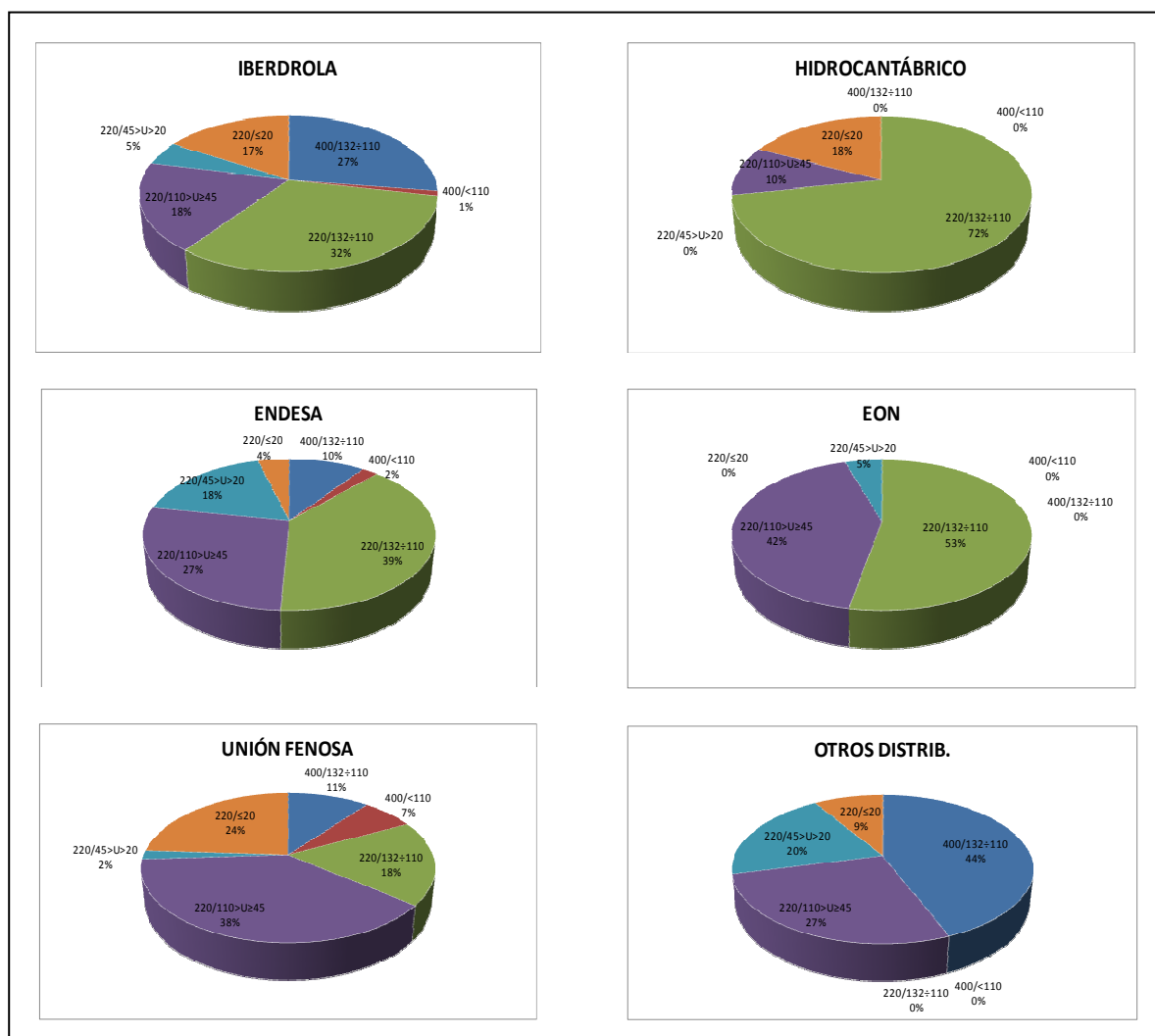


Figura 13. Potencia instalada en % de la potencia instalada por nivel de tensión para cada una de las empresas distribuidoras.

B. Distribución de potencia instalada por Comunidad Autónoma.

Los resultados obtenidos, por nivel de tensión se muestran a continuación:

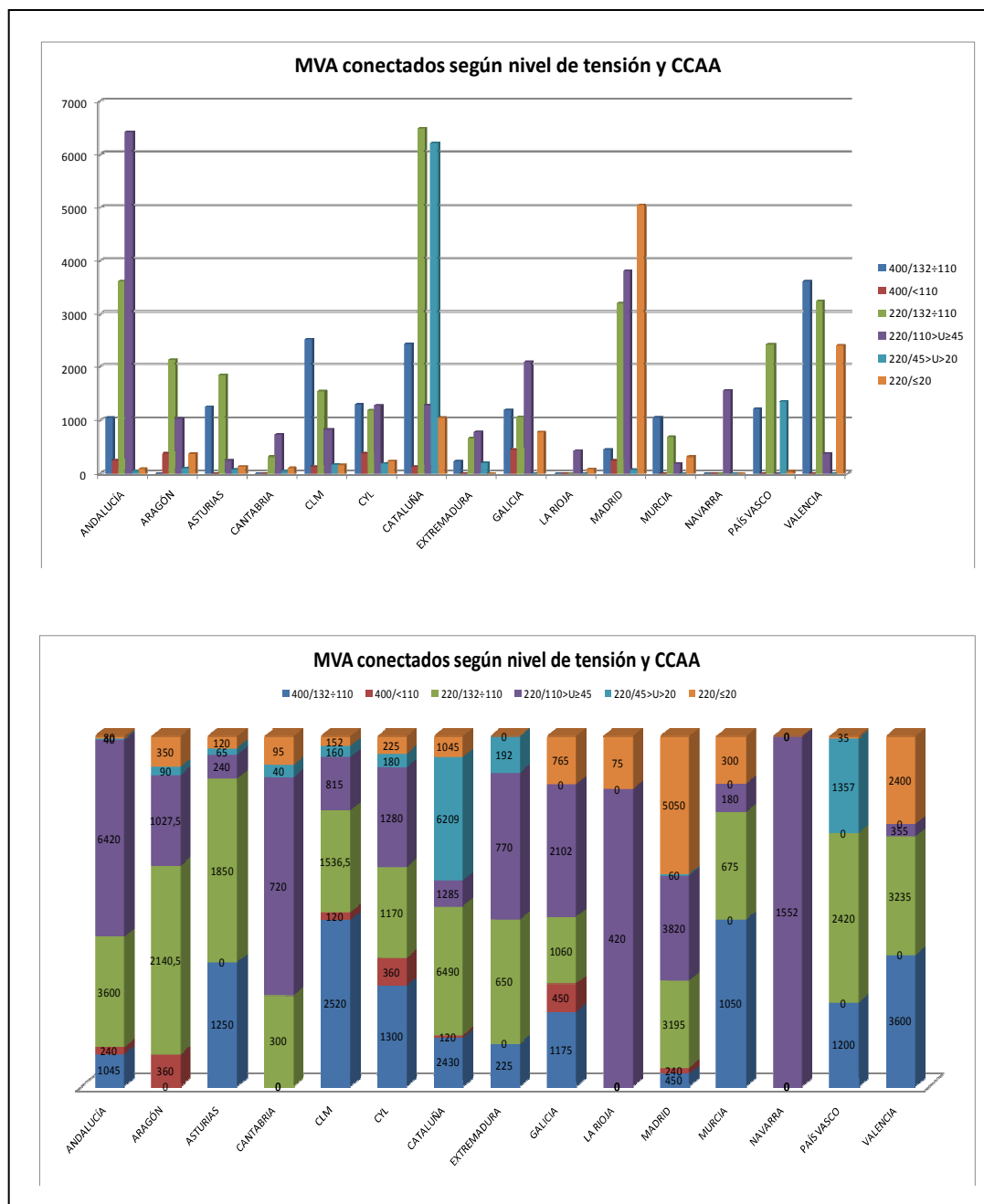


Figura 14. Potencia instalada por nivel de transformación y CCAA.

A la vista de los resultados, de forma más detallada se puede observar que:

- En el nivel de transformación 400/132÷110 kV, las CCAA que mayor potencia instalada tienen son la Comunidad Valenciana, Cataluña y Castilla-La Mancha.

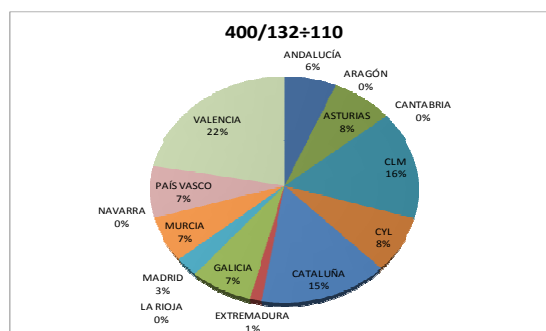


Figura 15. Distribución de potencia en 400/132÷110 kV.

- En el nivel de transformación 400/<110 kV, la CCAA que mayor potencia instalada tiene es Galicia con 40%, seguida de Aragón y Castilla y León con un 19% cada una.

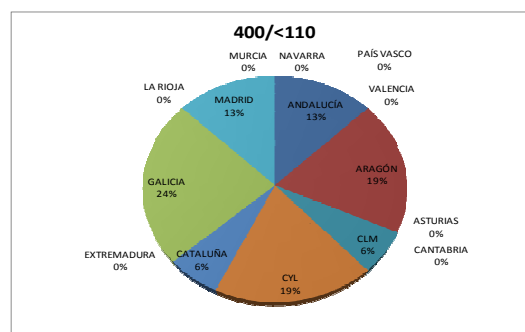


Figura 16. Distribución de potencia en 400/<110 kV.

- En el nivel de transformación 220/132÷110 kV, la potencia instalada principalmente se concentra en Cataluña (23%), seguida de Andalucía (13%) y Madrid y la Comunidad Valenciana (11%).

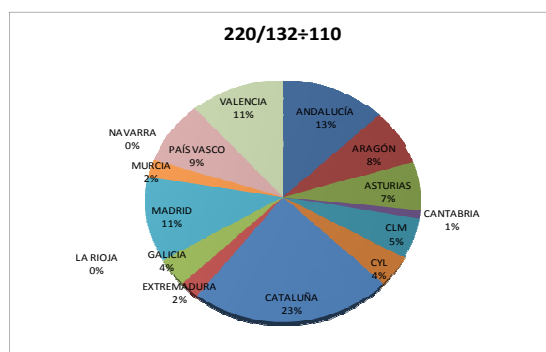


Figura 17. Distribución de potencia en 220/132÷110 kV.

- En el nivel de transformación $220/110 > U \geq 45$ kV, la potencia instalada principalmente se concentra en Andalucía con un significativo 31%, seguida de Madrid con 18%.

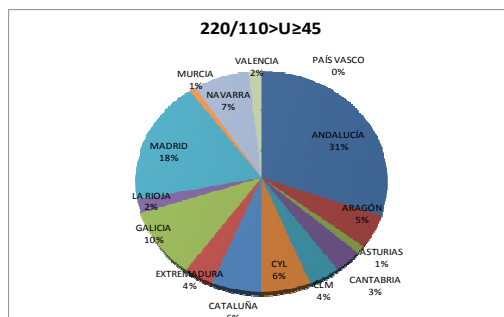


Figura 18. Distribución de potencia en $220/110 > U \geq 45$ kV.

- En el nivel de transformación $220/45 > U > 20$ kV, el 74% de la potencia instalada se sitúa en Cataluña, siendo mínima su presencia en el resto CCAA, excepto en el País Vasco con un 16%.

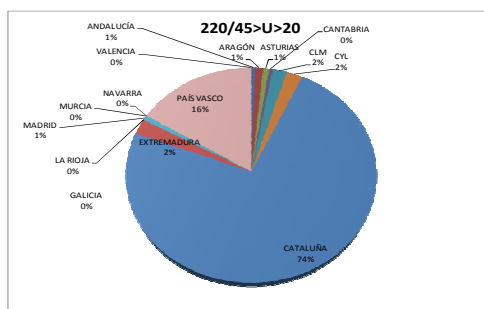


Figura 19. Distribución de potencia en $220/45 > U > 20$ kV.

- En el nivel de transformación $220/\leq 20$ kV, el 47% de la potencia instalada se concentra en Madrid, siendo por tanto la CCAA en la que más transformación hay directamente a consumo. Cabe destacar Comunidad Valenciana y Cataluña, con 23 y un 10%, respectivamente.

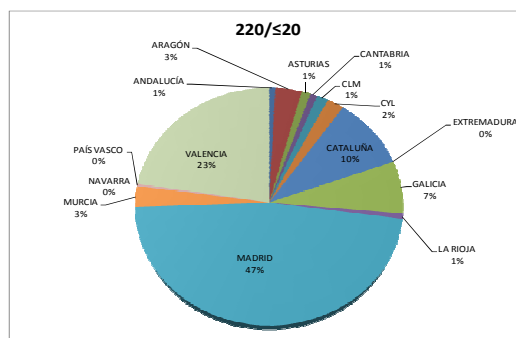


Figura 20. Distribución de potencia en $220/\leq 20$ kV.

En lo que respecta a la topología, en la figura 21 se muestra el número de puntos frontera y la potencia instalada en función del tipo de nudo para cada CCAA.

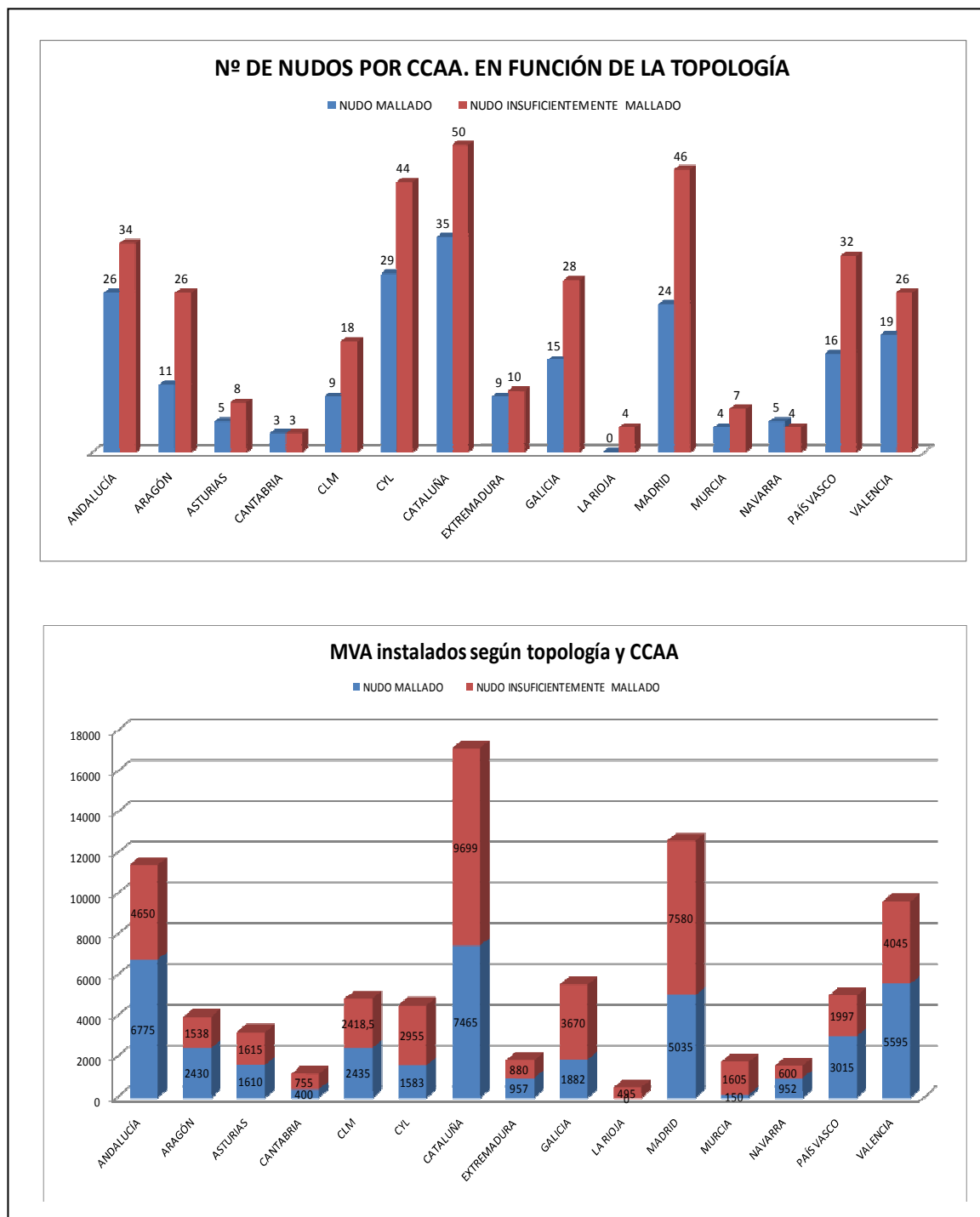


Figura 21. Número de nudos y potencia instalada por CCAA en función de la topología.



A la vista de los resultados obtenidos, se puede observar que en la mayoría de las Comunidades Autónomas la topología de los nudos es predominantemente insuficientemente mallada, solamente Navarra tiene el 55,6% de sus nudos mallados y Cantabria con un 50%; en el resto de CCAA la mayoría de los nudos son no mallados o antenas. Cabe destacar el caso de La Rioja, donde actualmente no existe ningún nudo mallado, con el consiguiente riesgo que ello supone.

Sin embargo, se observa que en comunidades como Andalucía, Aragón, País Vasco y la Comunidad Valenciana, pese a tener un mayor número de nudos insuficientemente mallados, la mayoría de la potencia instalada se conecta en nudos mallados. La potencia instalada de Cantabria Castilla y León, Galicia, Comunidad de Madrid y Murcia, se conectan a nudos insuficientemente mallados.

C. Distribución de potencia instalada por Zona de Distribución.

Los resultados obtenidos, por nivel de tensión se muestran a continuación:

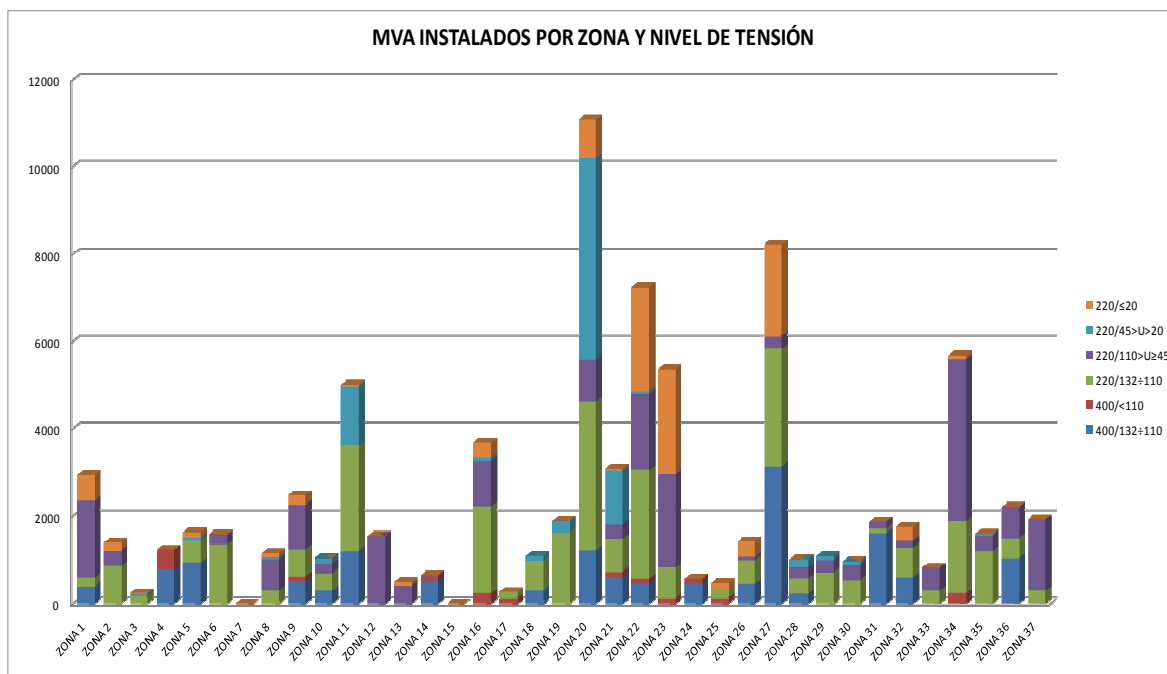


Figura 22. Gráfico de la distribución de potencia instalada para cada zona en función del nivel de transformación de tensión.

Como se puede observar en la figura 22 para cada nivel de transformación de tensión, las zonas con mayor potencia instaladas son las siguientes:

- Nivel de 400/132÷110 kV → Zona 27, Valencia y Alicante, con 3150 MVA, cuyo distribuidor es Iberdrola.
- Nivel de 400/<110 kV → Zona 4, norte de Lugo y oeste de Asturias, con 450 MVA, cuyo distribuidor es EON Distribución.
- Nivel de 220/132÷110 kV → Zona 20, Barcelona capital, con 3410 MVA, cuyo distribuidor es Endesa.
- Nivel de 220/110>U≥45 kV → Zona 34, Huelva, Sevilla y Cádiz, con 3710 MVA, cuyo distribuidor es Endesa.
- Nivel de 220/45>U>20 kV → Zona 20, Barcelona capital, con 4609 MVA, cuyo distribuidor es Endesa.
- Nivel de 220/≤20 kV → Zona 23, sureste de Madrid, con 2420 MVA, cuyo distribuidor es Unión Fenosa.



En lo que respecta a la topología, en la figura 23 se muestra el número de puntos frontera y la potencia instalada en función del tipo de nudo para cada Zona de Distribución.

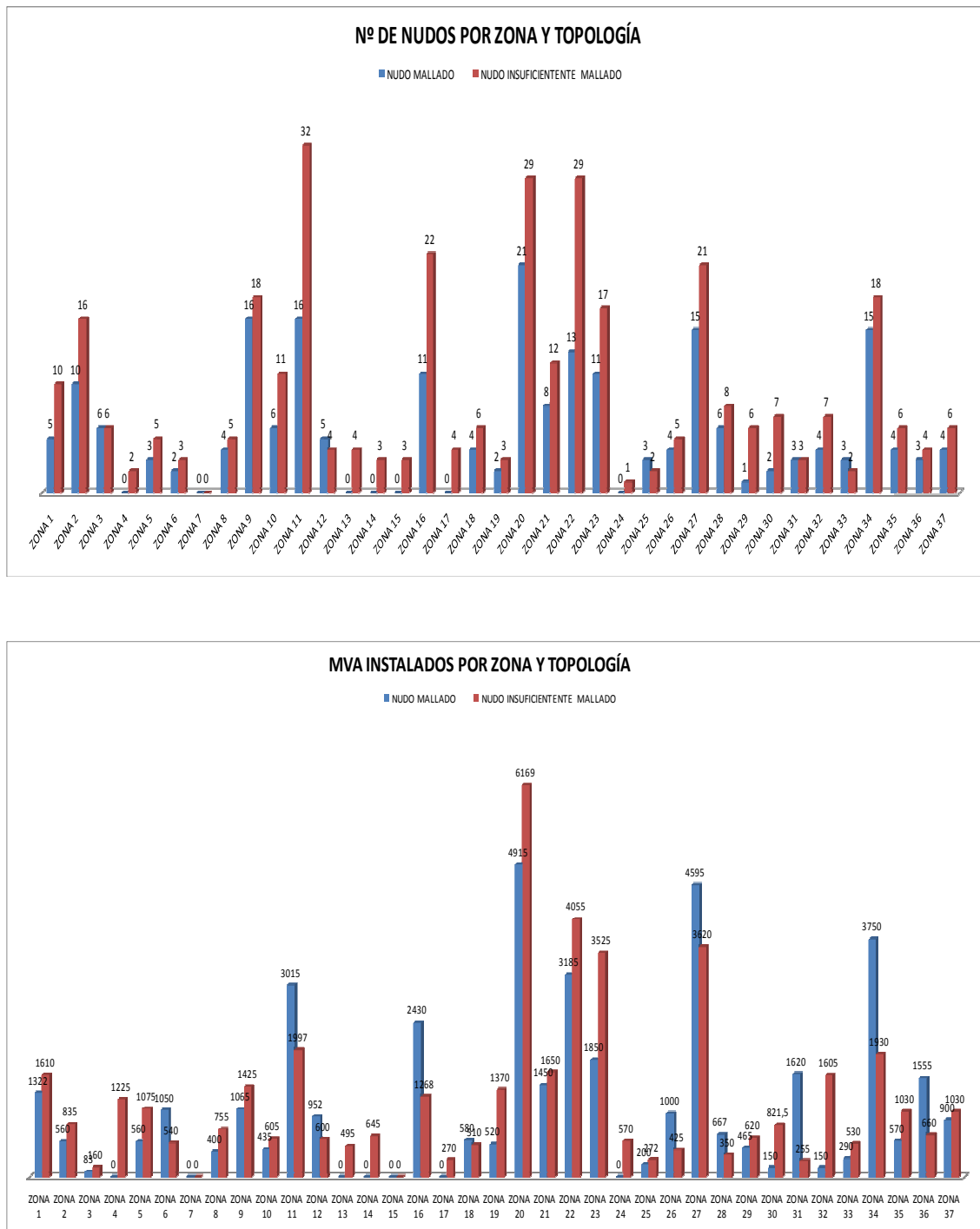


Figura 23. Gráficos del número de puntos frontera y potencia instalada para cada zona en función de la topología.



Se puede observar, que tan solo 5 de las 37 zonas tienen mayor número de nudos mallados que insuficientemente mallados, sin embargo, este número aumenta en lo que respecta a la mayoría de potencia instalada conectada a nudo mallado para cada zona, como se puede ver en la Tabla 2.

MVA	Índice de mallado (%)	% de la potencia total conectada a nudo mallado
ZONA 1	33,33	45,09
ZONA 2	38,46	40,14
ZONA 3	50,00	34,16
ZONA 4	0,00	0,00
ZONA 5	37,50	34,25
ZONA 6	40,00	66,04
ZONA 7	0,00	0,00
ZONA 8	44,44	34,63
ZONA 9	47,06	42,77
ZONA 10	35,29	41,83
ZONA 11	33,33	60,16
ZONA 12	55,56	61,34
ZONA 13	0,00	0,00
ZONA 14	0,00	0,00
ZONA 15	0,00	0,00
ZONA 16	33,33	65,71
ZONA 17	0,00	0,00
ZONA 18	40,00	53,21
ZONA 19	40,00	27,51
ZONA 20	42,00	44,34
ZONA 21	40,00	46,77
ZONA 22	30,95	43,99
ZONA 23	39,29	34,42
ZONA 24	0,00	0,00
ZONA 25	60,00	42,37
ZONA 26	44,44	70,18
ZONA 27	41,67	55,93
ZONA 28	42,86	65,59
ZONA 29	14,29	42,86
ZONA 30	22,22	15,44
ZONA 31	50,00	86,40
ZONA 32	36,36	8,55
ZONA 33	60,00	35,37
ZONA 34	45,45	66,02
ZONA 35	40,00	35,63
ZONA 36	42,86	70,20
ZONA 37	40,00	46,63
TOTAL	38,18	47,51

Tabla2. Índice de mallado (%) y % de la potencia total conectada a nudo mallado.

A la vista de los resultados anteriores, se van a analizar individualmente las zonas con mayor número de nudos y potencia instalada, ya que previsiblemente serán las más susceptibles de estudio para la integración de futuras nuevas demandas, objetivo de este proyecto.

- **ZONA 2: Galicia Sur.**

Tiene un total de 1395 MVA, de los cuales el 40% se conecta a un total de 10 nudos mallados, mientras que el 60% restante, lo hace a los 16 nudos insuficientemente mallados existentes. Además, el 62% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 220/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Unión Fenosa.

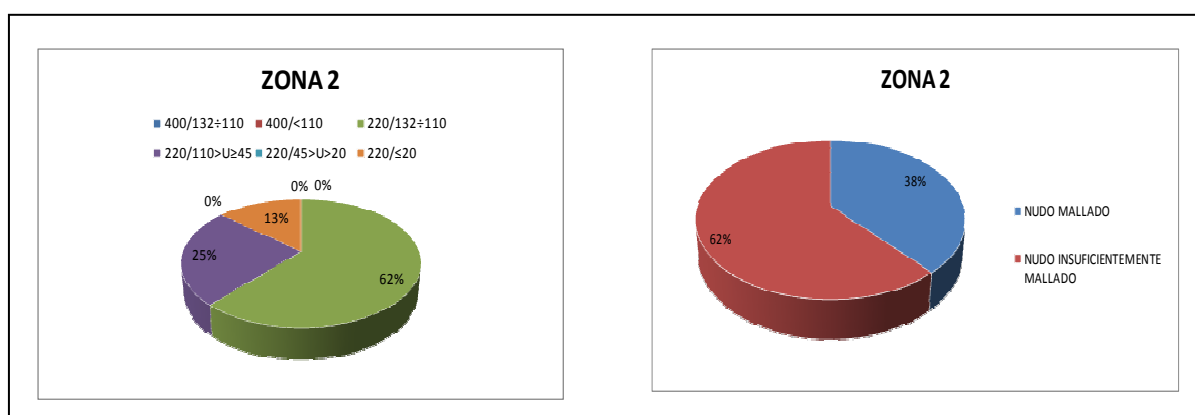


Figura 24. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 2.

- **ZONA 9: Oeste de Castilla y León.**

Tiene un total de 2490 MVA, de los cuales el 47% se conecta a un total de 16 nudos mallados, mientras que el 53% restante, lo hace a los 18 nudos insuficientemente mallados existentes. Además, el 41% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

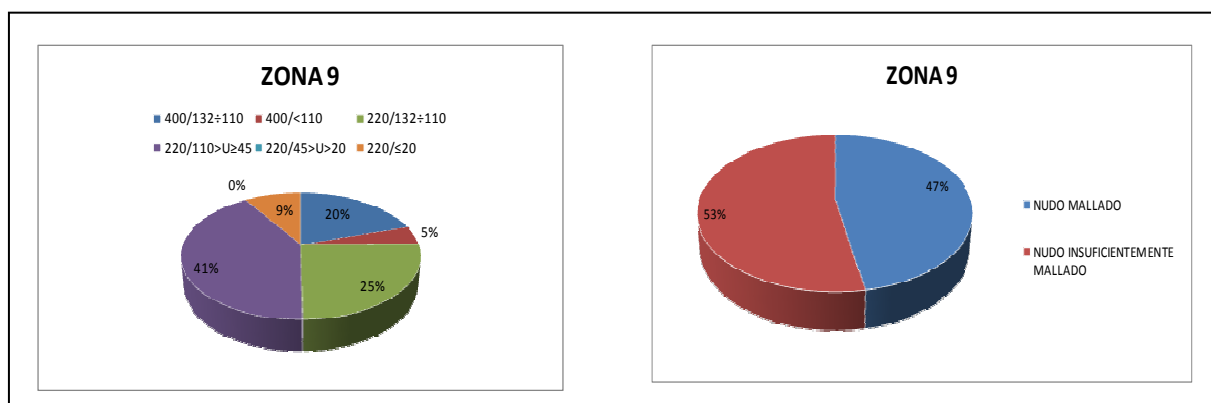


Figura 25. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 9.

- **ZONA 11: País Vasco y Cantabria Este.**

Esta zona tiene un total de 5012 MVA de los cuales, cabe destacar que el 60% se conecta a 16 nudos mallados, mientras que el 40% restante, lo hace a 32 nudos insuficientemente mallados existentes. El 50% de esta potencia total instalada se concentra en el nivel de transformación 220/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

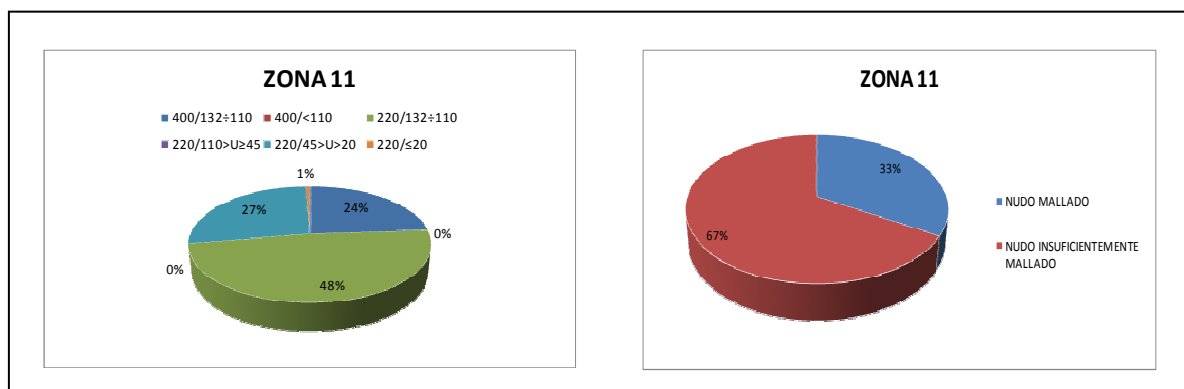


Figura 26. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 11.

- **ZONA 16: Norte de Aragón.**

Tiene un total de 3698 MVA de los cuales, cabe destacar que el 66% se conecta a 11 nudos mallados, mientras que el 34% restante, lo hace a los 22 nudos insuficientemente mallados existentes. El 54% de esta potencia total instalada se concentra en el nivel de transformación 220/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

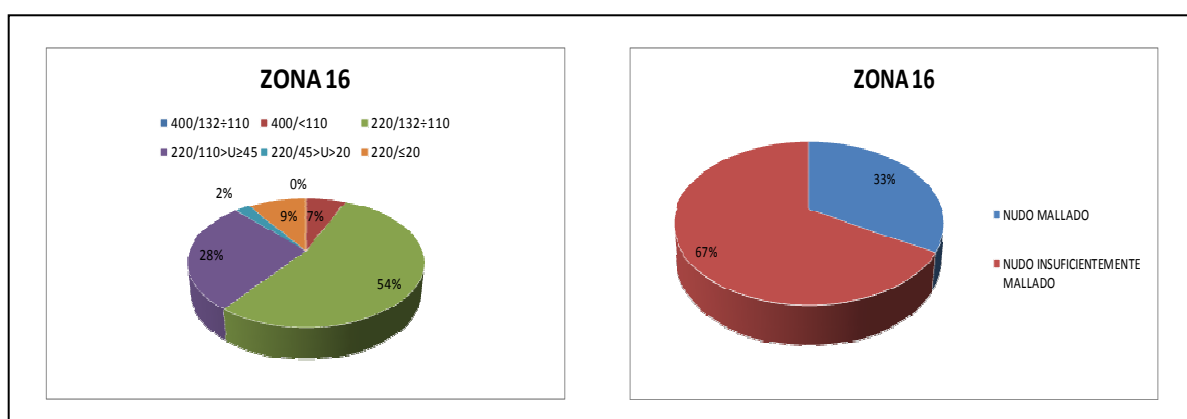


Figura 27. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 16.

- **ZONA 20: Barcelona capital.**

Esta zona es la de mayor potencia instalada, con un total de 11084 MVA de los cuales, el 56% se conecta a 21 nudos mallados, mientras que el 44% restante, lo hace a los 29 nudos insuficientemente mallados existentes. En este caso, el 41% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 220/66 kV y el 31% en el nivel de transformación 220/110 kV, como se puede observar en el gráfico.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

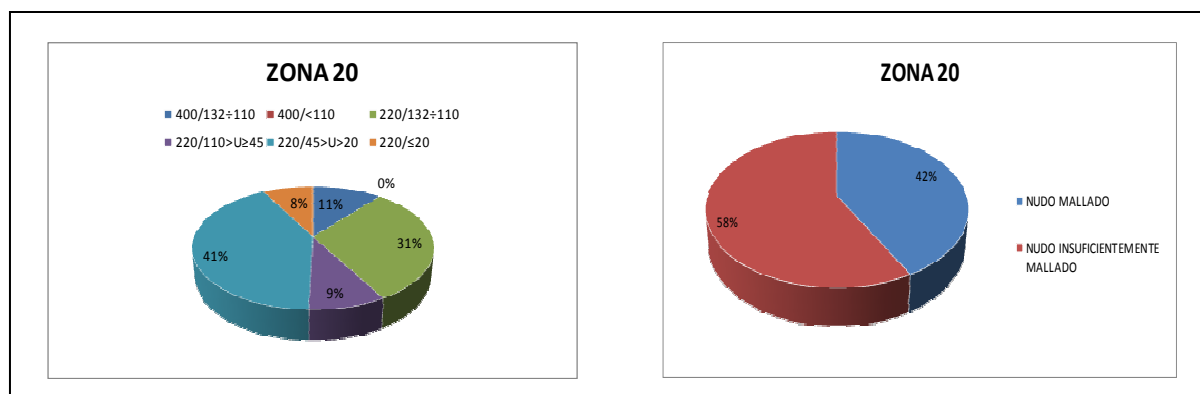


Figura 28. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 20.

- **ZONA 22: Madrid Oeste.**

Esta zona tiene un total de 7240 MVA de los cuales, el 56% se conecta a 13 nudos mallados, mientras que el 44% restante, lo hace a los 29 nudos insuficientemente mallados existentes. En este caso, el 34% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 220/132÷110 kV y el 33% en el nivel de transformación directo a consumo, 220/≤20 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

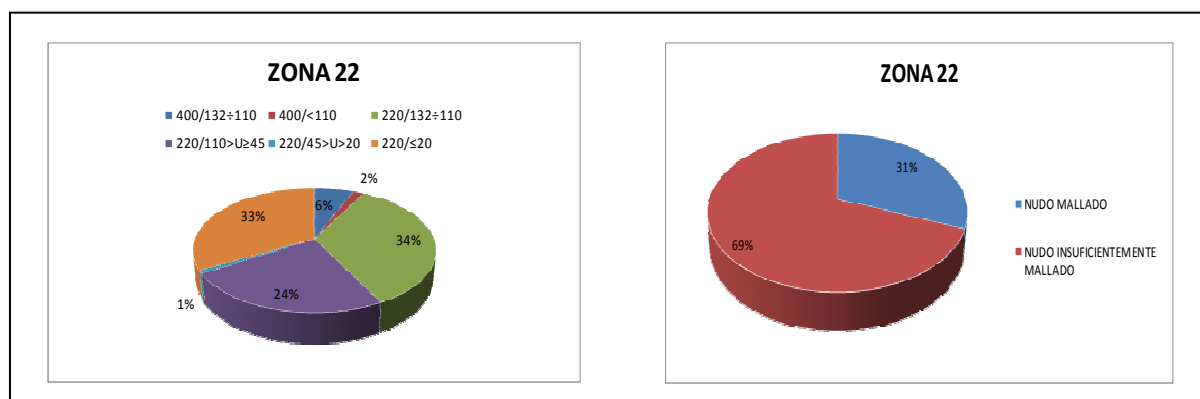


Figura 29. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 22.

- **ZONA 23: Madrid Sureste.**

Tiene un total de 5375 MVA de los cuales, el 34% se conecta a 11 nudos mallados, mientras que el 66% restante, lo hace a los 17 nudos insuficientemente mallados existentes. En este caso, el 45% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación directo a consumo 220//≤20 kV y el 40% en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Unión Fenosa.

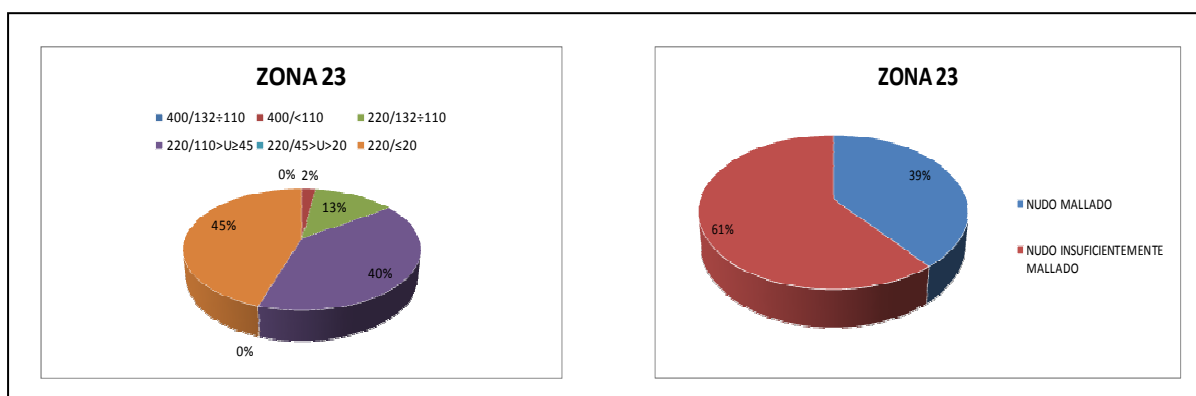


Figura 30. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 23.

- **ZONA 27: Valencia y Alicante.**

Tiene un total de 8215 MVA de los cuales, el 56% se conecta a 15 nudos mallados, mientras que el 44% restante, lo hace a los 21 nudos insuficientemente mallados existentes. En este caso, el 38% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 400/132÷110 kV y el 33% en el nivel de transformación 220/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

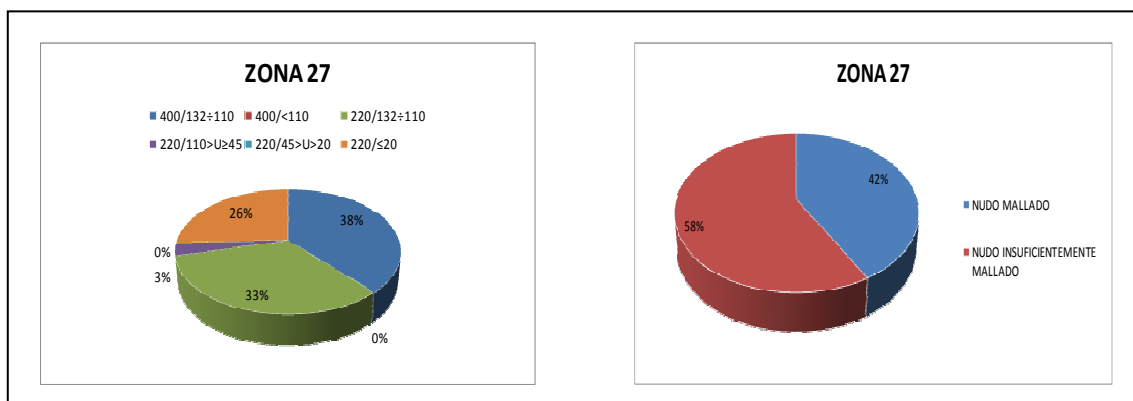


Figura 31. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 27.

- **ZONA 34: Huelva, Sevilla y Cádiz.**

Esta zona tiene un total de 5680 MVA de los cuales, cabe destacar que el 66% se conecta a 15 nudos mallados, mientras que el 34% restante, lo hace a los 18 nudos insuficientemente mallados existentes. Además cabe destacar que, el 65% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

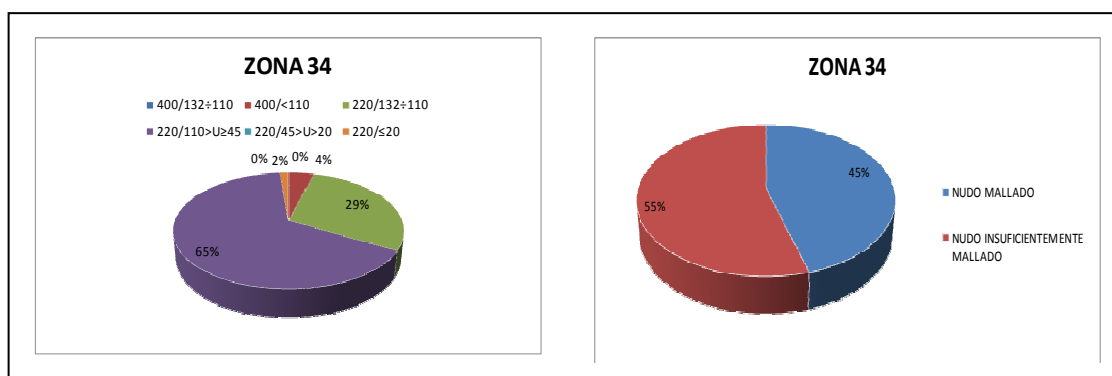


Figura 32. Distribución de potencia por nivel de tensión y caracterización de la topología de la zona 34.

3.1.2 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA PREVISTA DE APOYO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, H2020.

En este caso, se muestran los resultados obtenidos del tratamiento de los datos anteriormente definidos, que permiten una visión global de la potencia instalada prevista para el horizonte 2020 en la interfaz Transporte-Distribución, según distintos niveles de agregación.

- A. A nivel peninsular.
- B. Por Comunidad Autónoma.
- C. Por Zona de Distribución.

A. Potencia instalada prevista en 2020 en el Sistema Peninsular.

En el año 2020, habrá 691 puntos frontera entre la red de transporte y la red de distribución, de los cuales, el 13% son empleados únicamente para suministro de consumidores directamente conectados a la red de transporte, valor que ha aumentado con respecto a la situación actual, como se puede observar en la figura 33.

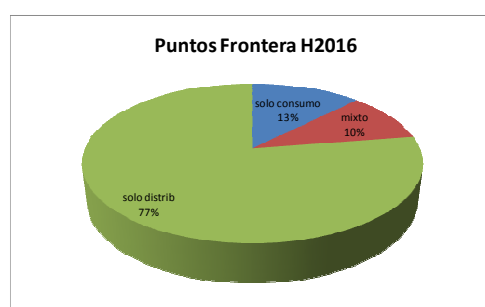


Figura 33. Caracterización de los puntos frontera, H2020.

Por otro lado, estos puntos también se pueden clasificar en función de su topología:

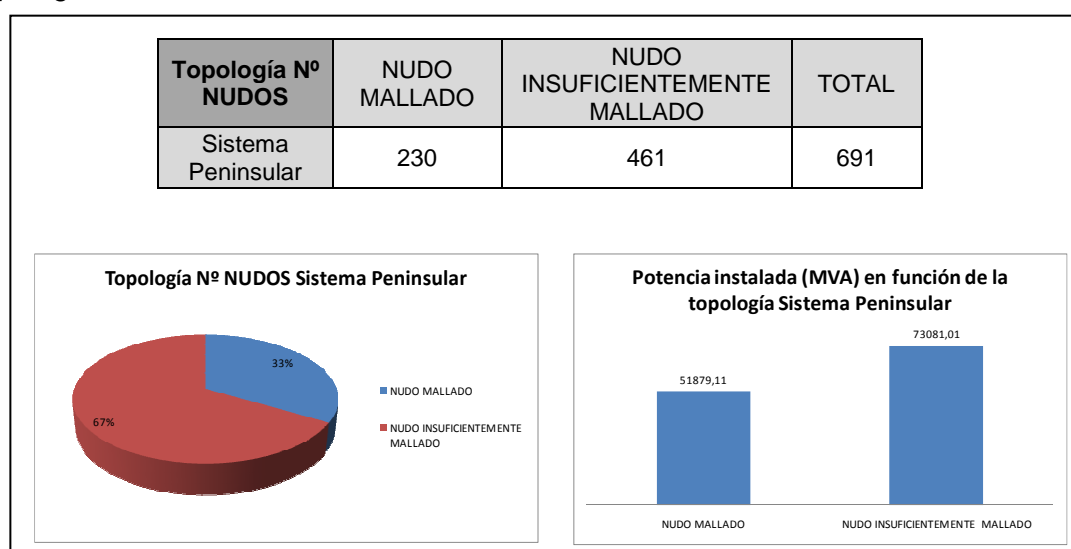


Figura 34. Potencia instalada prevista en 2020 en el sistema peninsular en función de la topología.

En la figura 34 se puede observar, que el 67% de los puntos frontera son nudos insuficientemente mallados, con el consiguiente riesgo que podría suponer, como ya se comentó anteriormente. En este caso, la potencia instalada en este tipo de nudo es casi un 17% superior a la instalada en nudos mallados.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de potencia instalada en función del nivel de transformación :

MVA	400		220				TOTAL
	400/132÷110	400/<110	220/132÷110	220/110>U≥45	220/45>U>20	220/≤20	
POTENCIA INSTALADA PENINSULAR H2020	23530	1890	36739,61	31566,5	12167	20749	126642,11

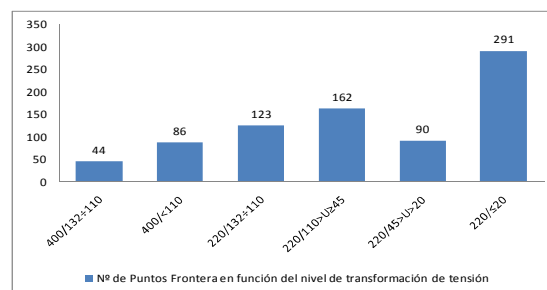
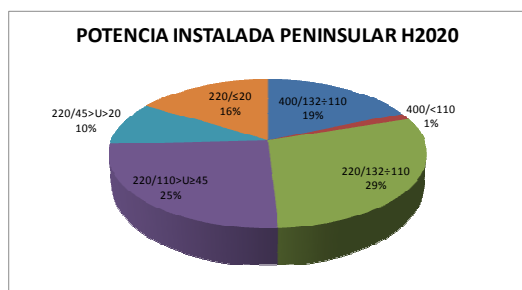
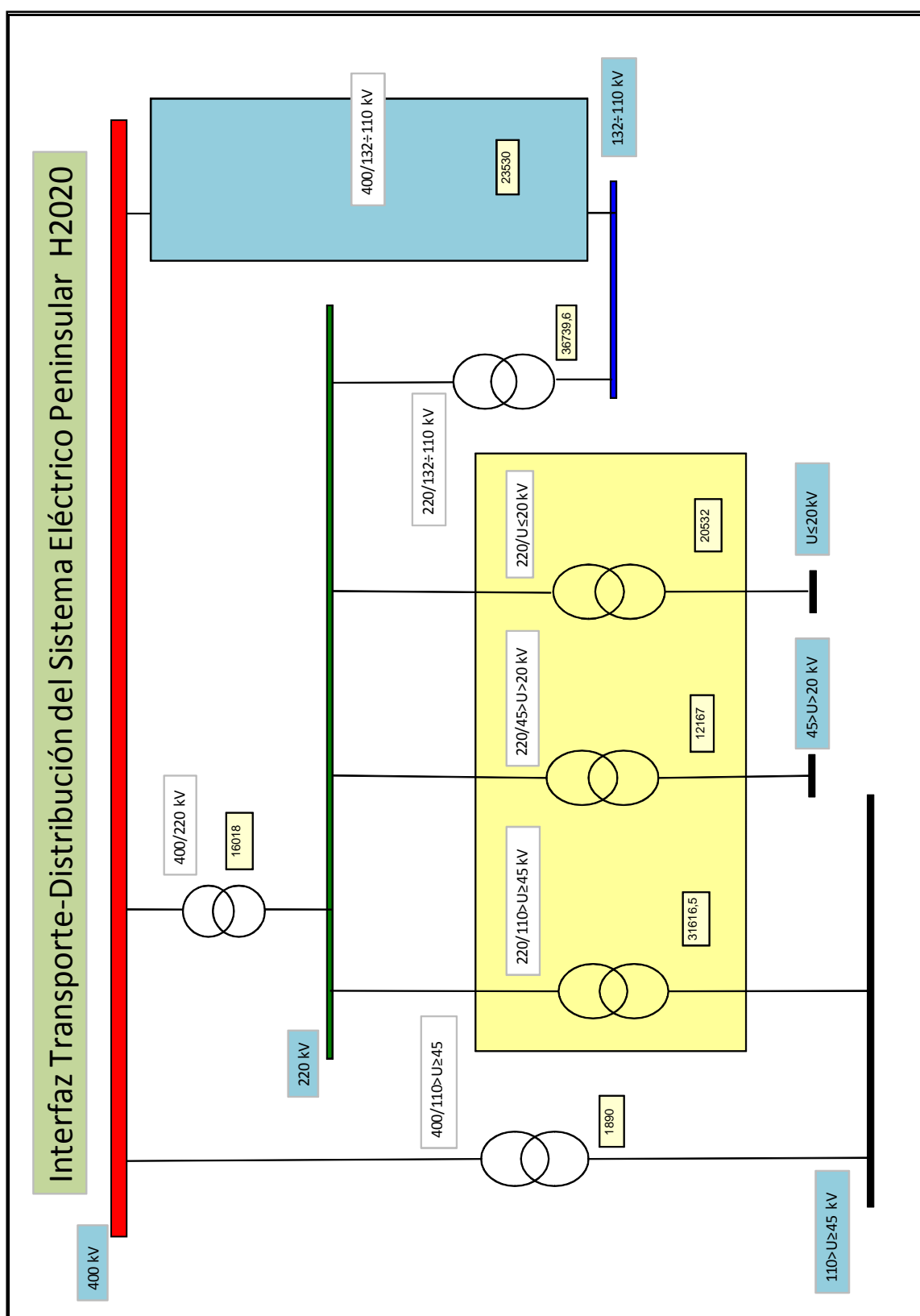


Figura 35. Potencia instalada en el sistema peninsular H2020 en función del nivel de transformación de tensión.

Al igual que en la situación actual, el nivel de transformación con mayor potencia instalada corresponde al de 220/132÷110 kV, con un 29% del total, seguido del 220/110>U≥45 kV con el 25%, y sigue siendo el nivel de transformación directo a consumo, 220/≤20 kV, el que cuenta con mayor número de nudos, 292.

En el siguiente esquema, se muestran los distintos niveles de transformación de tensión existentes en la interfaz Transporte-Distribución del sistema peninsular prevista para el año 2020.



56

Así mismo, en la figura 37 se puede observar que de la potencia instalada en nudos mallados, el 24% pertenece al nivel de transformación 220/132÷110 kV, mientras que el 44% de la potencia instalada en nudos insuficientemente mallados pertenece al nivel de transformación directo a consumo, de igual manera que en la situación actual.

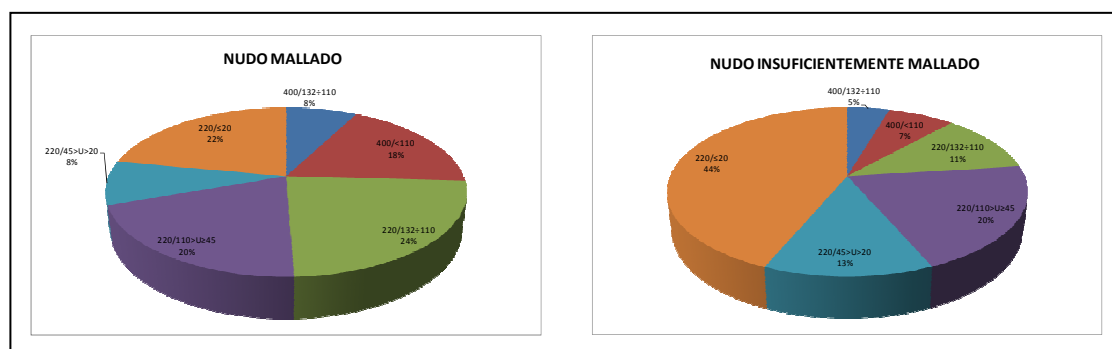


Figura 37. Caracterización de los distintos niveles de transformación de tensión de los puntos frontera en función de la topología H2020.

En lo que respecta al distribuidor, los resultados obtenidos de potencia en función del nivel de transformación, se muestran en la siguiente figura:

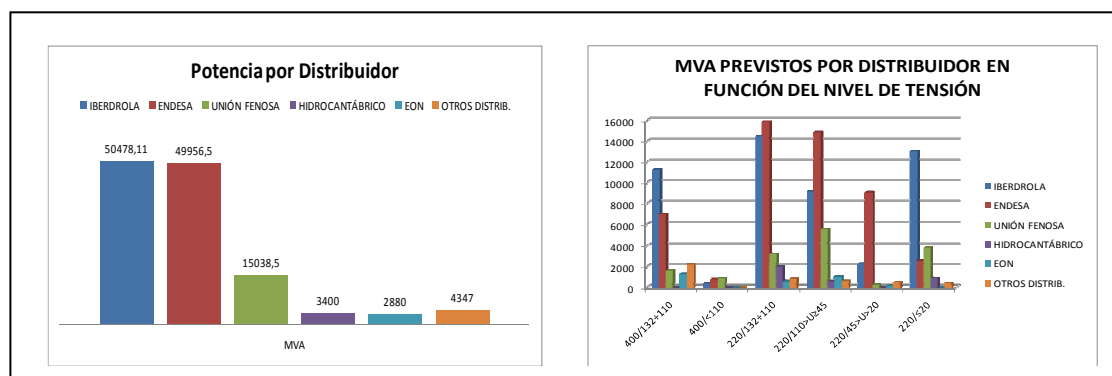


Figura 38. Potencia instalada por nivel de transformación y distribuidor H2020.

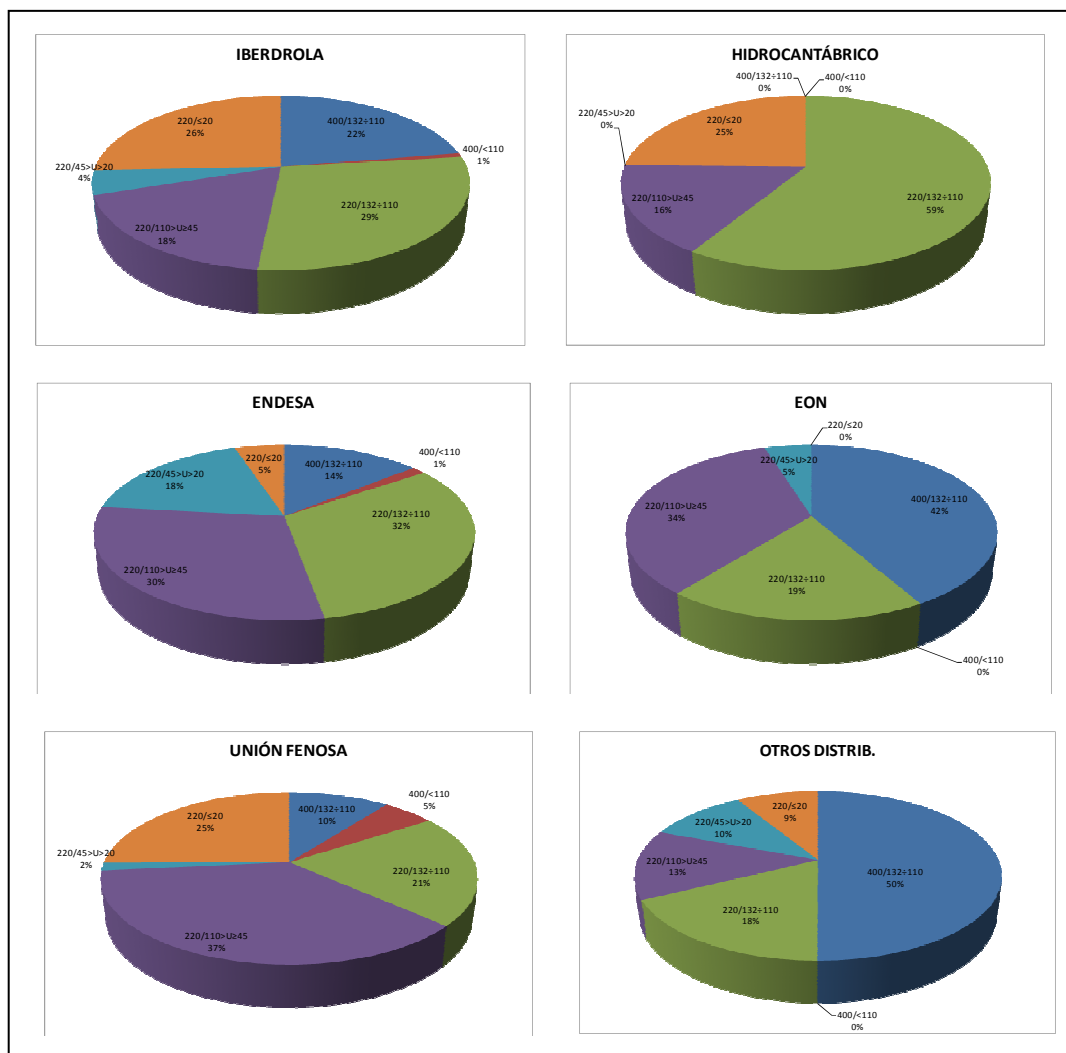


Figura 39. Previsión en % de la potencia instalada por nivel de tensión para cada una de las empresas distribuidoras para el año 2020.

B. Distribución de potencia instalada prevista para 2020 por Comunidad Autónoma.

Los resultados obtenidos, por nivel de tensión se muestran a continuación:

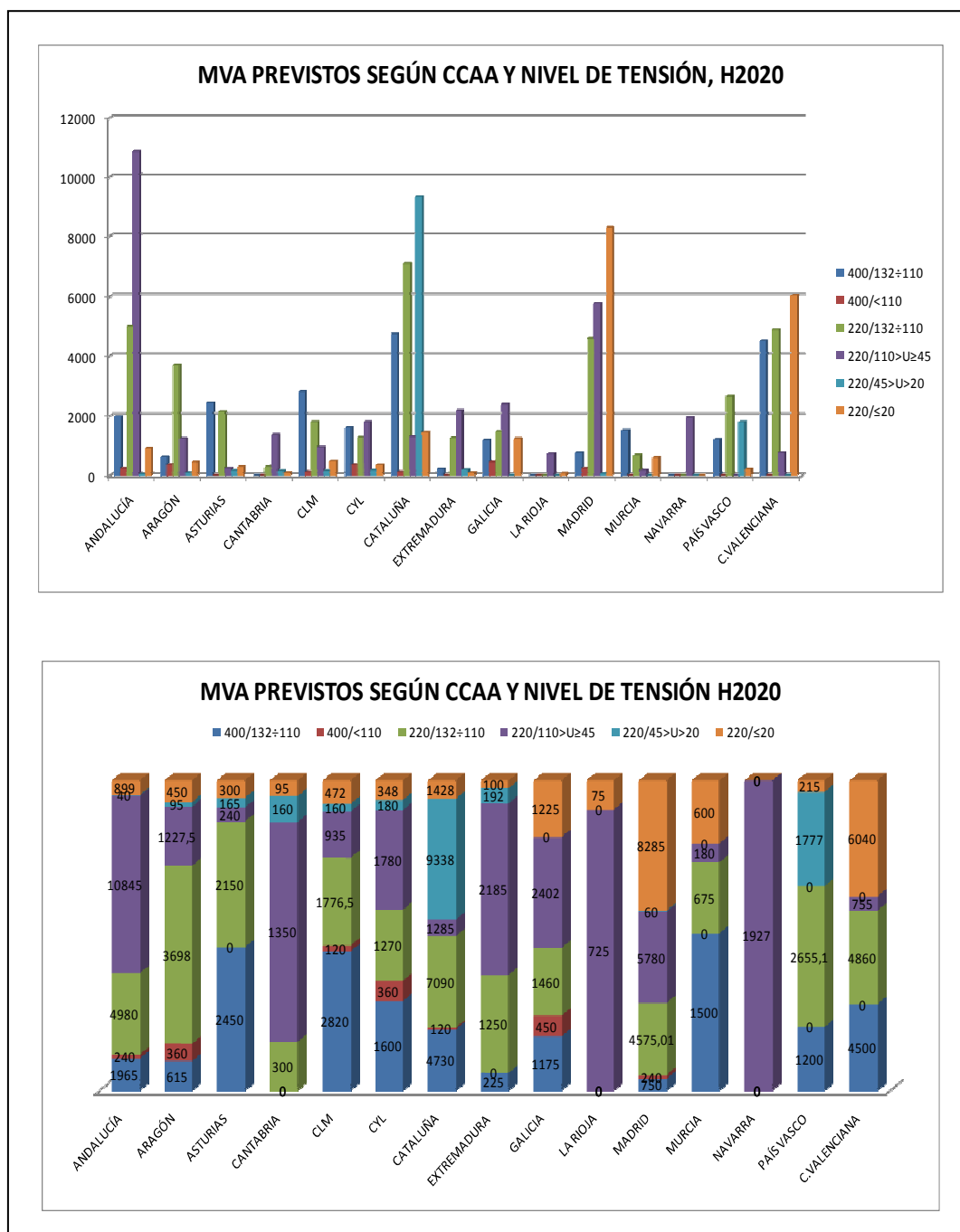


Figura 40. Potencia instalada por nivel de transformación y CCAA, H2020.

Al igual que se hizo en la situación actual, de forma más detallada, se puede observar que:

- En el nivel de transformación 400/132÷110 kV, la situación prevista será similar a la actual, ya que las CCAA que mayor potencia instalada tendrán seguirán siendo Cataluña, la Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha.

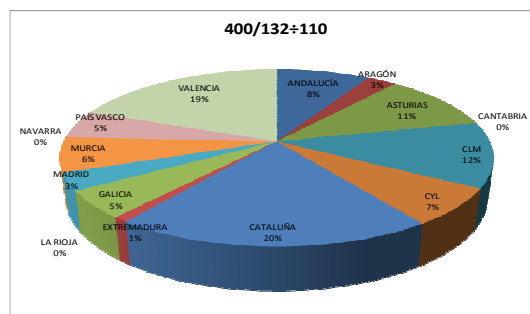


Figura 41. Distribución de potencia H2020 en 400/132÷110 kV.

- En el nivel de transformación 400/<110 kV, como se puede observar, la situación será exactamente la misma, ya que no se prevén nuevas ampliaciones de potencia para este nivel de transformación.

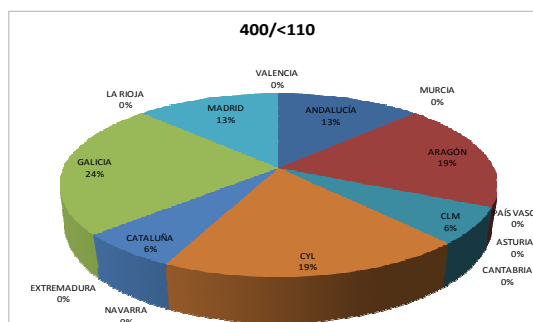


Figura 42. Distribución de potencia H2020 en 400/<110 kV.

- En el nivel de transformación 220/132÷110 kV, la situación prevista igualmente será similar a la anterior, pero se puede observar que este caso que, el % de potencia instalada aumentara en Andalucía y en Madrid, mientras que en Cataluña disminuirá con respecto a la situación actual.

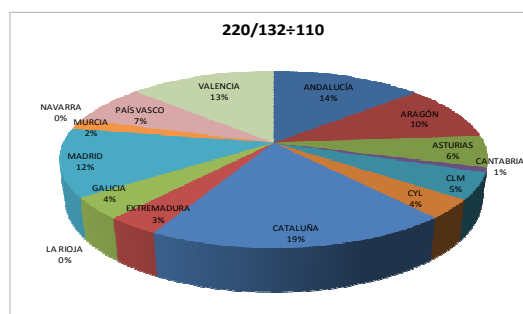


Figura 43. Distribución de potencia H2020 en 220/132÷110 kV.

- En el nivel de transformación $220/110 > U \geq 45$ kV, la potencia instalada principalmente se concentra en Andalucía con un 34%, seguida de Madrid con 18%, similar a la situación actual.

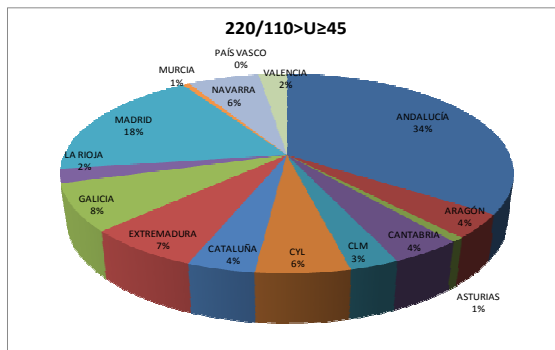


Figura 44. Distribución de potencia H2020 en $220/110 > U \geq 45$ kV.

- En el nivel de transformación $220/45 > U > 20$ kV, se prevé que la mayoría de la potencia instalada siga estando en Cataluña (77%).

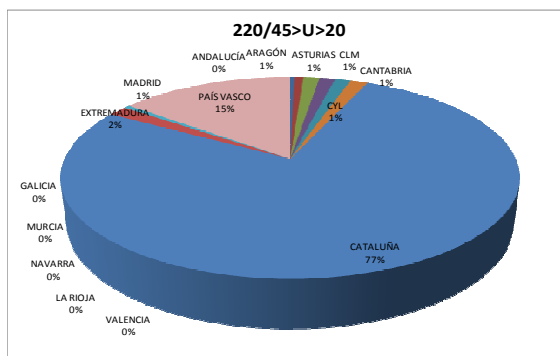


Figura 45. Distribución de potencia H2020 en $220/45 > U > 20$ kV.

- En el nivel de transformación $220/\leq 20$ kV, el 41% de la potencia instalada seguirá concentrada en la Comunidad de Madrid, seguida al igual que en la situación actual de, la Comunidad Valenciana y Cataluña, con 29 y un 7%, respectivamente.

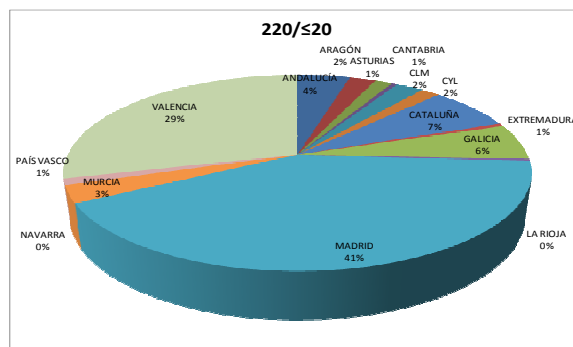


Figura 46. Distribución de potencia H2020 en $220/\leq 20$ kV.

En lo que respecta a la topología, en la figura 47 se muestra el número de puntos frontera y la potencia instalada en función del tipo de nudo, previsto para cada CCAA. en 2020.

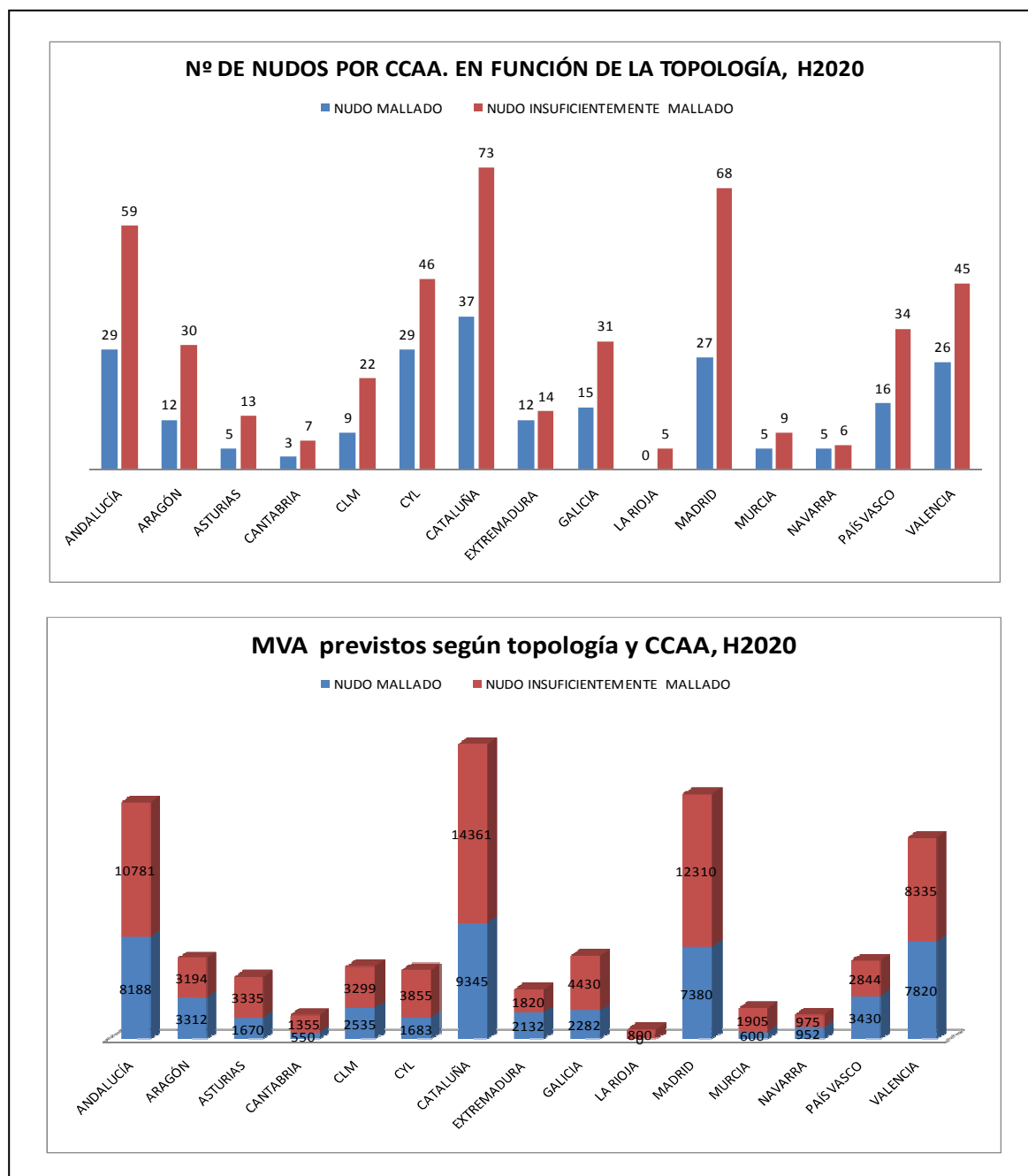


Figura 47 . Numero de nudos y potencia instalada prevista para cada tipo de nudo en función de la topología y la CCAA, H2020.

A la vista de los resultados obtenidos, se puede observar que la situación prevista en 2020 empeorará ligeramente en cuanto a la topología, ya que en este caso, todas la Comunidades Autónomas tendrán mayor porcentaje de nudos insuficientemente mallados, y solamente en Aragón, Extremadura y País Vasco, se tendrá más del 50% de la potencia instalada conectada a nudos mallados.

C. Distribución de potencia instalada por Zona de Distribución, H2020.

Los resultados obtenidos, por nivel de tensión se muestran a continuación:

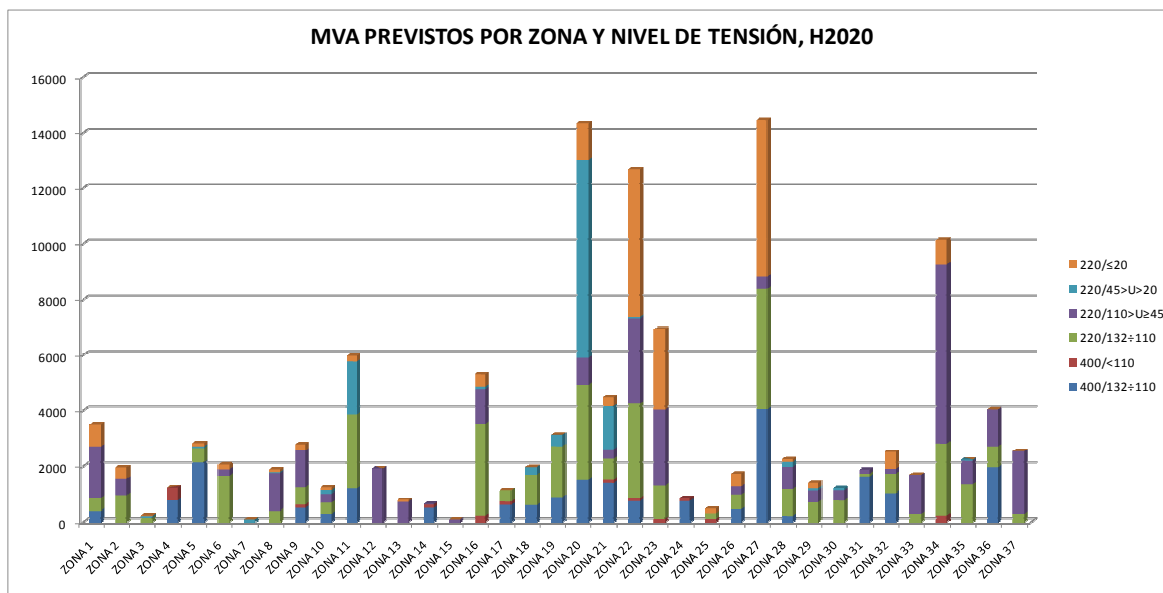


Figura 48. Gráfico de la distribución de potencia instalada para cada zona en función del nivel de transformación de tensión, H2020.

A la vista de los resultados, se puede observar que para cada nivel de transformación de tensión las zonas con mayor potencia instaladas son las siguientes:

- Nivel de 400/132÷110 kV → Zona 27, Valencia y Alicante, con 4050 MVA, cuyo distribuidor es Iberdrola.
- Nivel de 400/<110 kV → Zona 4, norte de Lugo y oeste de Asturias, con 450 MVA, cuyo distribuidor es EON Distribución.
- Nivel de 220/132÷110 kV → nuevamente, la zona 27, Valencia y Alicante, con 4310 MVA, cuyo distribuidor es Iberdrola, seguido de la zona 22.
- Nivel de 220/110>U≥45 kV → Zona 34, Huelva, Sevilla y Cádiz, con 6425 MVA, cuyo distribuidor es Endesa.
- Nivel de 220/45>U>20 kV → Zona 20, Barcelona capital, con 7128 MVA, cuyo distribuidor es Endesa.
- Nivel de 220/≤20 kV → de nuevo, la zona 27, Valencia y Alicante, con 5590 MVA, cuyo distribuidor es Iberdrola, seguido de la zona 22, Madrid oeste, con 5305 MVA, cuyo distribuidor es Iberdrola.



En lo que respecta a la topología, en la figura 49 se muestra el número de puntos frontera y la potencia instalada en función del tipo de nudo para cada Zona de Distribución.

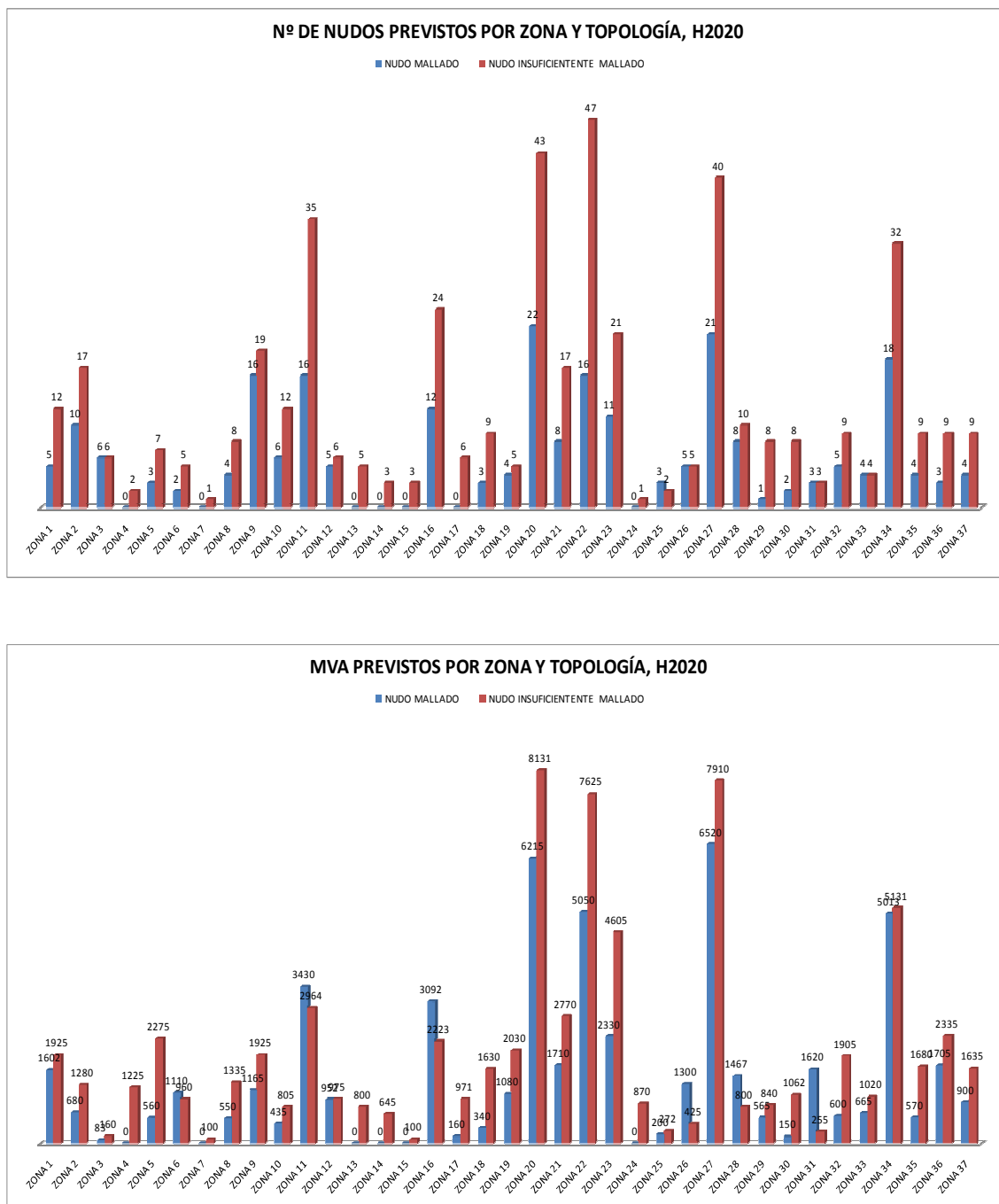


Figura 49. Gráficos del número de puntos frontera y potencia instalada para cada zona en función de la topología, H2020.



En la línea de lo ya mencionado anteriormente respecto a la topología, resulta coherente el resultado obtenido para las zonas de distribución, sin embargo cabe destacar que, aunque ha disminuido el número de CCAA. con mayor índice de mallado, aquellas que tienen un mayor porcentaje de potencia total conectada a nudo mallado, es con un valor significativamente elevado, como se puede ver en la Tabla 3.

MVA	Índice de mallado (%)	% de la potencia total conectada a nudo mallado
ZONA 1	29,41	45,42
ZONA 2	37,04	34,69
ZONA 3	50,00	34,16
ZONA 4	0,00	0,00
ZONA 5	30,00	19,75
ZONA 6	28,57	53,62
ZONA 7	0,00	0,00
ZONA 8	33,33	29,18
ZONA 9	45,71	37,70
ZONA 10	33,33	35,08
ZONA 11	31,37	57,48
ZONA 12	45,45	49,40
ZONA 13	0,00	0,00
ZONA 14	0,00	0,00
ZONA 15	0,00	0,00
ZONA 16	33,33	58,17
ZONA 17	0,00	14,15
ZONA 18	25,00	17,26
ZONA 19	44,44	34,73
ZONA 20	33,85	43,41
ZONA 21	33,33	38,69
ZONA 22	25,40	39,84
ZONA 23	34,38	33,60
ZONA 24	0,00	0,00
ZONA 25	60,00	42,37
ZONA 26	50,00	75,36
ZONA 27	34,43	45,18
ZONA 28	44,44	64,71
ZONA 29	11,11	40,21
ZONA 30	20,00	12,38
ZONA 31	50,00	86,40
ZONA 32	35,71	23,95
ZONA 33	50,00	39,47
ZONA 34	36,00	49,42
ZONA 35	30,77	25,33
ZONA 36	25,00	42,20
ZONA 37	30,77	35,50
TOTAL	33,29	41,49

Tabla 3. Índice de mallado (%) y % de la potencia total conectada a nudo mallado, H2020.

Al igual que se hizo en la situación actual, se van a analizar individualmente las zonas con mayor número de nudos y potencia instalada, que son las mismas que en la situación anterior, más las zonas 1 (Galicia norte), 21 (Cataluña sur) y 36 (Granada y Almería).

- **ZONA 1: Galicia Norte.**

Tendrá un total de 3527 MVA, de los cuales el 45,4% se conectará a un total de 5 nudos mallados, mientras que el 54,6% restante, lo hará a 12 nudos insuficientemente mallados. Además, el 52% de esta potencia total instalada, lo hará en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Unión Fenosa.

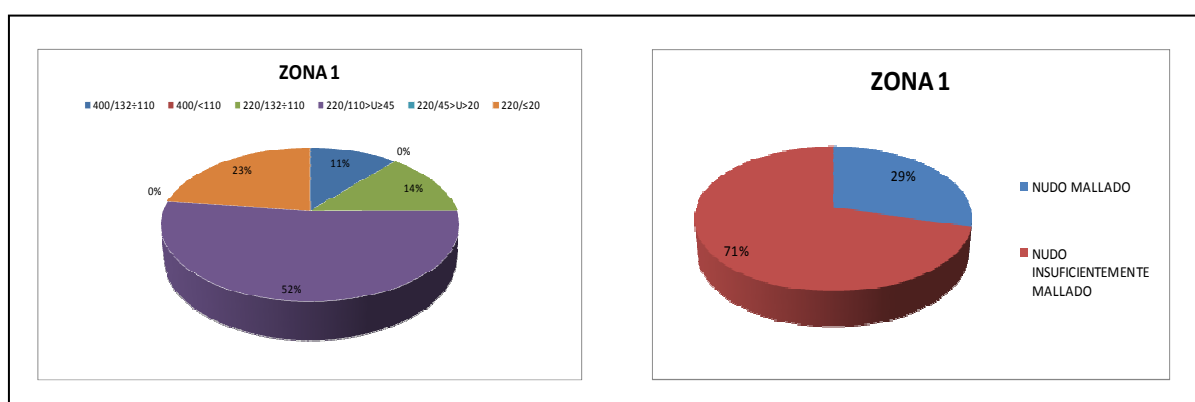


Figura 50. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 1, H2020.

- **ZONA 2: Galicia Sur.**

Tendrá un total de 1960MVA, de los cuales el 34,7% se conectará a un total de 10 nudos mallados, mientras que el 65,3% restante, lo hará a 17 nudos insuficientemente mallados. Además, el 50% de esta potencia total instalada, estará conectada en el nivel de transformación 220/132÷110 kV, porcentaje que ha disminuido con respecto a la situación actual.

Distribuidor asociado: Distribución Unión Fenosa.

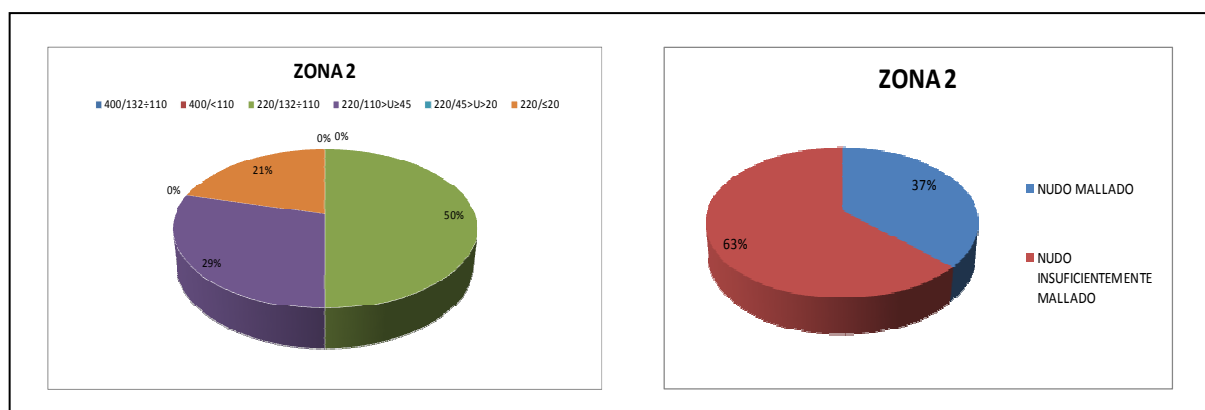


Figura 51. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 2, H2020.

- **ZONA 9: Oeste de Castilla y León.**

Tendrá un total de 3090 MVA, de los cuales el 37,7% se conectará a un total de 16 nudos mallados, mientras que el 62,3% restante, lo hará a 19 nudos insuficientemente mallados. Además, el 48% de esta potencia total instalada, lo hará en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

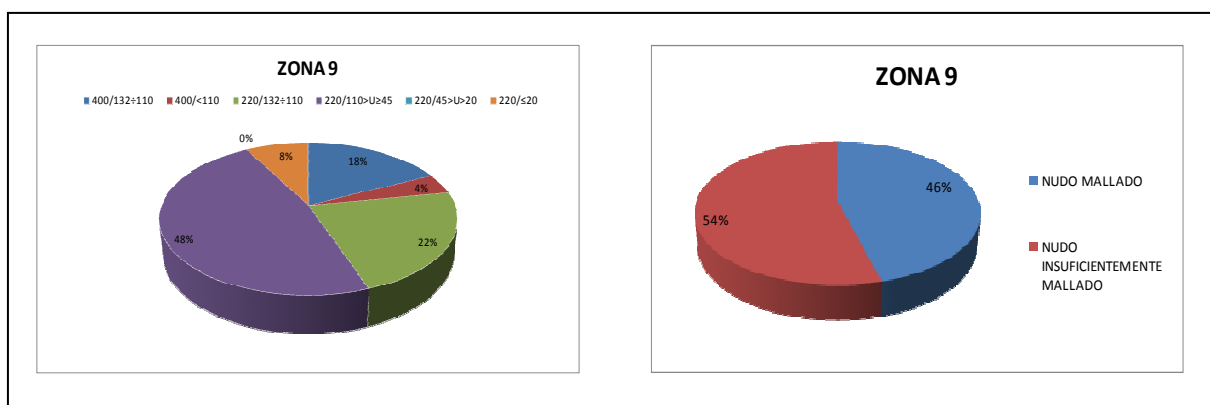


Figura 52. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 9, H2020.

- **ZONA 11: País Vasco y Cantabria Este.**

Esta zona tendrá un total de 5967 MVA de los cuales, cabe destacar que el 57,5% se conectará a 16 nudos mallados, mientras que el 42,5% restante, lo hará a 35 nudos insuficientemente mallados. El 44% de esta potencia total instalada se concentrará en el nivel de transformación 220/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

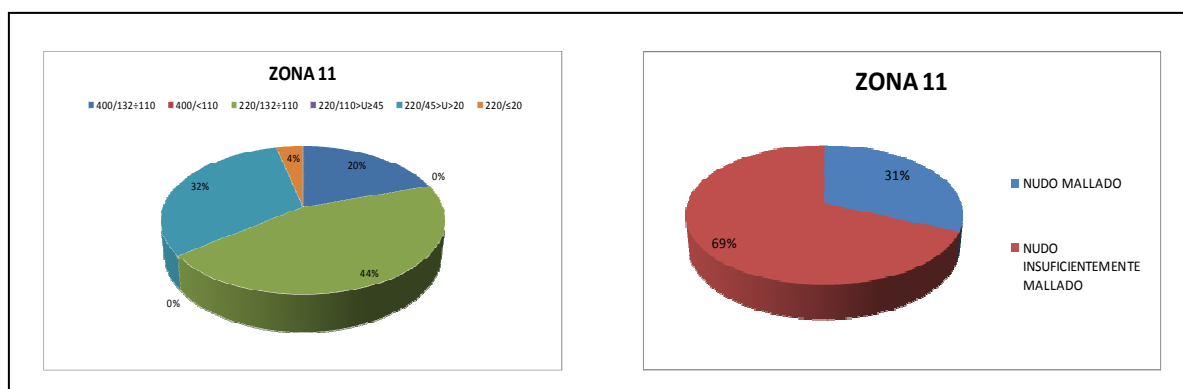


Figura 53. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 11, H2020.

- **ZONA 16: Norte de Aragón.**

Tendrá un total de 5315 MVA de los cuales, cabe destacar que el 58,2% se conectará a 12 nudos mallados, mientras que el 41,8% restante, lo hará a 24 nudos insuficientemente mallados. El 62% de esta potencia total instalada se concentrará en el nivel de transformación 220/132÷110 kV, porcentaje que ha aumentado con respecto a la situación actual.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

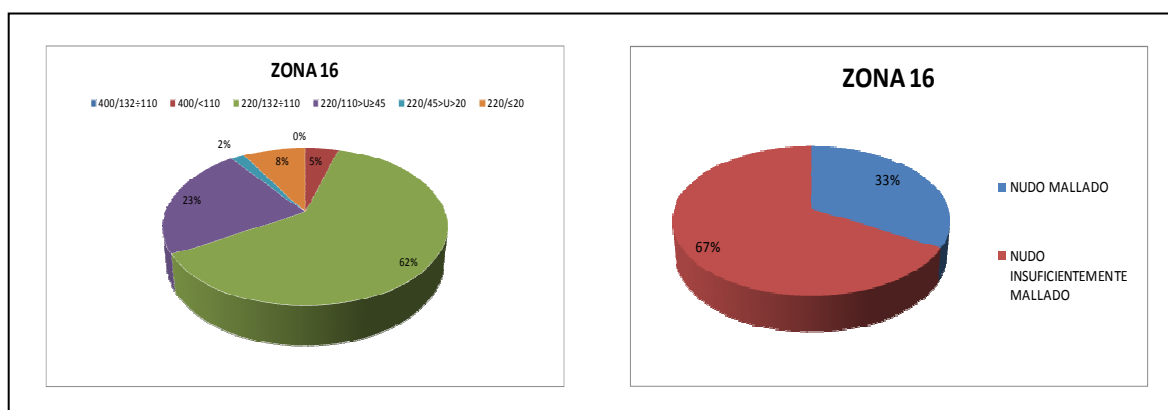


Figura 54. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 16, H2020.

- **ZONA 20: Barcelona capital.**

Esta zona será una de las de mayor potencia instalada, con un total de 14316 MVA de los cuales, el 43,4% se conectará a 22 nudos mallados, mientras que el 56,6% restante, lo hará a los 43 nudos insuficientemente mallados. En este caso, el 50% de esta potencia total instalada, lo hará en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV, mientras que en la situación actual los niveles de transformación con mayor potencia instalada son 220/110 y 220/66 kV.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

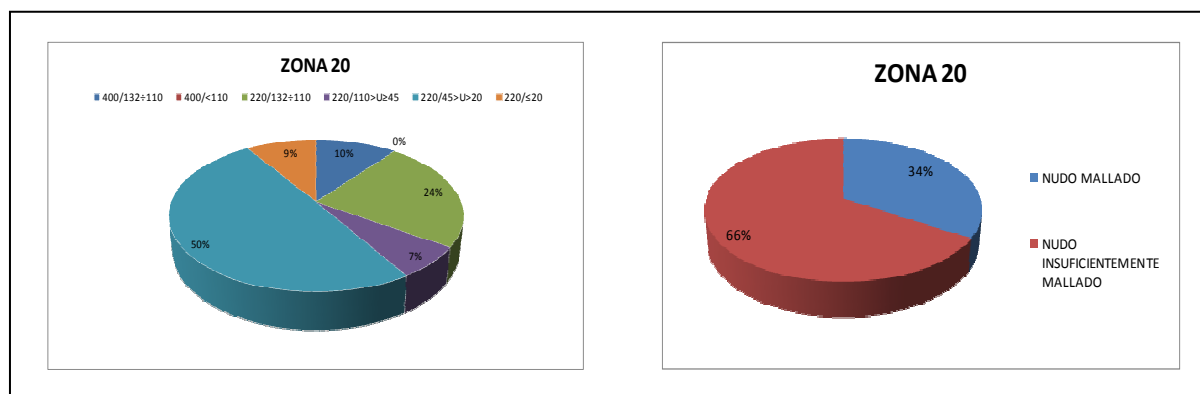


Figura 55. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 20, H2020.

- **ZONA 21: Cataluña Sur.**

Tendrá un total de 4420 MVA de los cuales, cabe destacar que el 38,7% se conectará a 8 nudos mallados, mientras que el 61,3% restante, lo hará a 16 nudos insuficientemente mallados. En este caso, la mayoría de la potencia total instalada se concentrará en los niveles de transformación 220/45>U>20 y 220/132÷110 kV, con un 35% y un 32% respectivamente.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

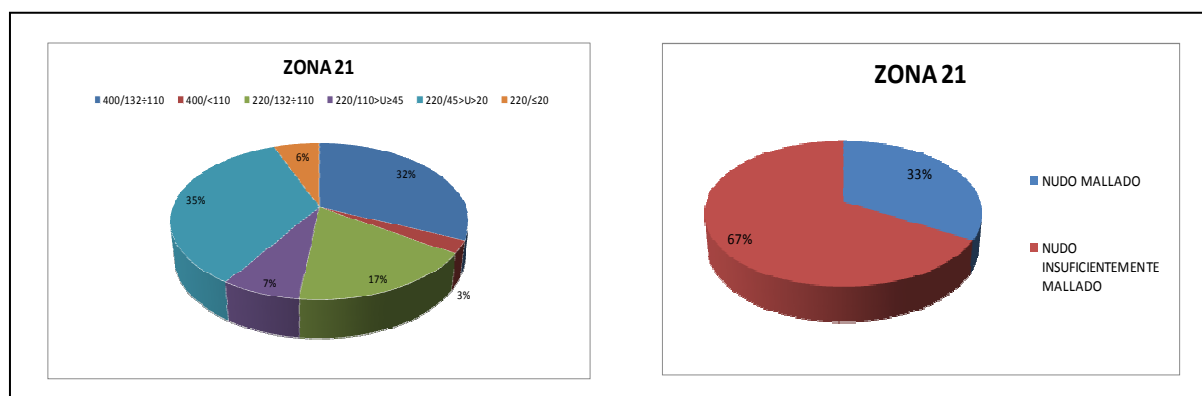


Figura 56. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 21, H2020.

- **ZONA 22: Madrid Oeste.**

Esta zona será una de las de mayor potencia instalada, con un total de 12675 MVA de los cuales, casi el 40% se conectará a 16 nudos mallados, mientras que el 60% restante, lo hará a los 47 nudos insuficientemente mallados. En este caso, el 42% de esta potencia total instalada se concentrará en el nivel de transformación directo a consumo, 220/≤20 kV.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

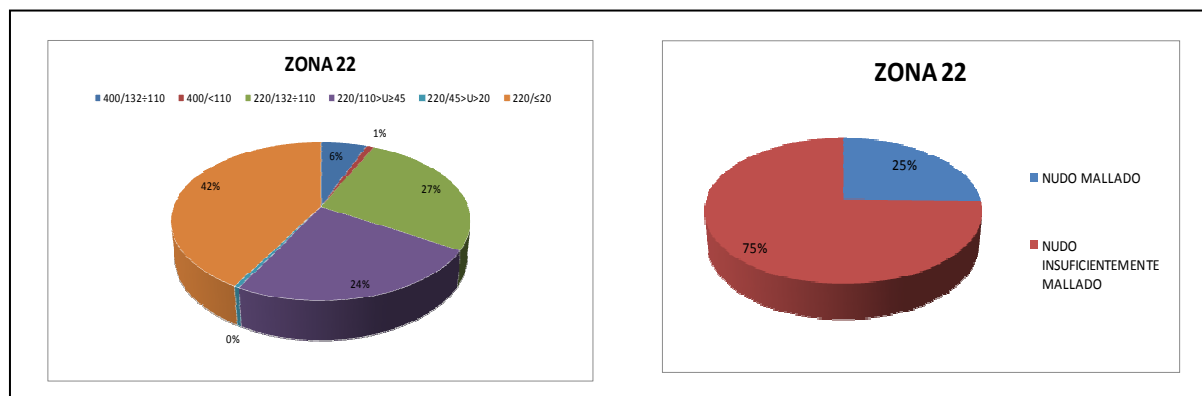


Figura 57. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 22, H2020.

- **ZONA 23: Madrid Sureste.**

Tendrá un total de 6935 MVA de los cuales, el 33,6% se conectará a 11 nudos mallados, mientras que el 66% restante, lo hará a los 21 nudos insuficientemente mallados. En este caso, el 42% de esta potencia total instalada, lo hará en el nivel de transformación directo a consumo 220/≤20 kV y el 39% en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV, situación prácticamente similar a la actual.

Distribuidor asociado: Distribución Unión Fenosa.

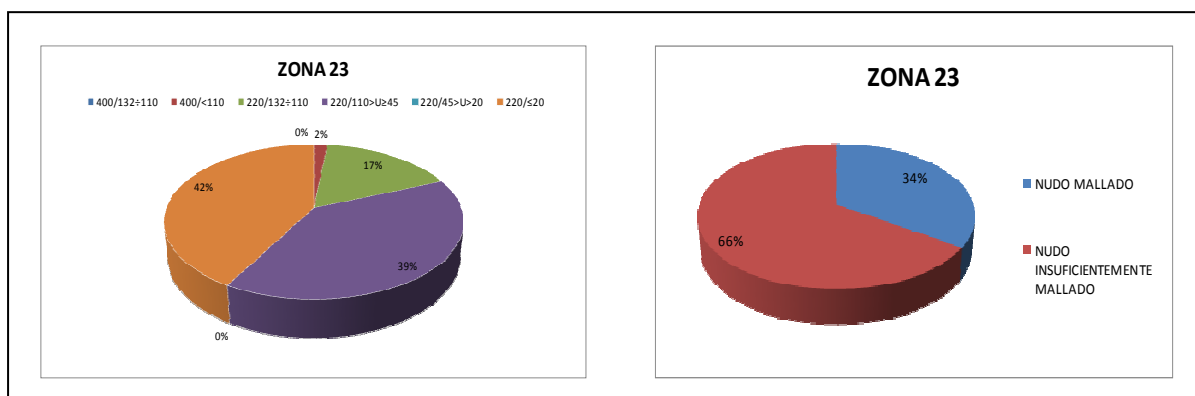


Figura 58. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 23, H2020.

- **ZONA 27: Valencia y Alicante.**

Esta zona será una de las de mayor potencia instalada, con un total de 14430 MVA de los cuales, el 45,2% se conectará a 21 nudos mallados, mientras que el 54,8% restante, lo hará a los 40 nudos insuficientemente mallados. En este caso la potencia total instalada se distribuirá entre los niveles de transformación 220/≤20, 220/132÷110 y 400/132÷110 kV, con un 39%, 30% y 28%, respectivamente.

Distribuidor asociado: Distribución Iberdrola.

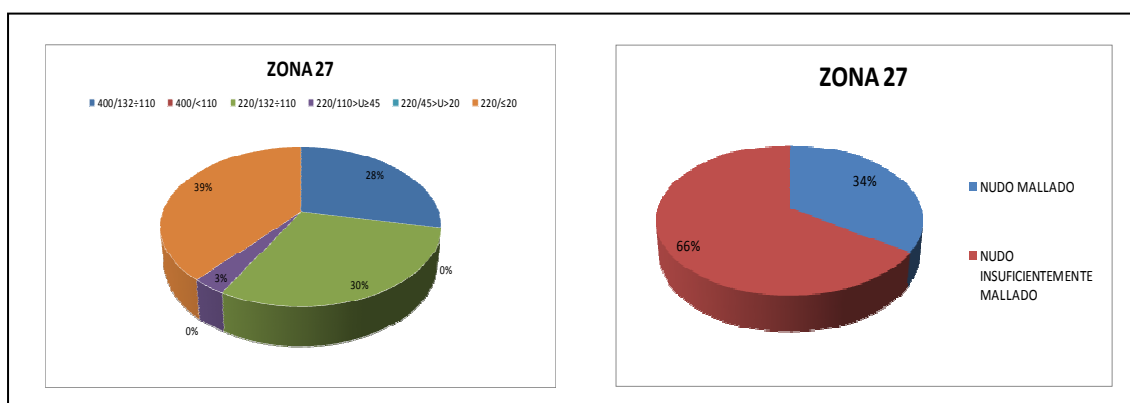


Figura 59. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 27, H2020.

- **ZONA 34: Huelva, Sevilla y Cádiz.**

Esta zona tendrá un total de 10144 MVA de los cuales, el 49,4% se conectará a 18 nudos mallados, mientras que el 50,6% restante, lo hará a los 32 nudos insuficientemente mallados. Además cabe destacar que, el 63% de esta potencia total instalada, se concentrará en el nivel de transformación 220/110>U≥45 kV.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

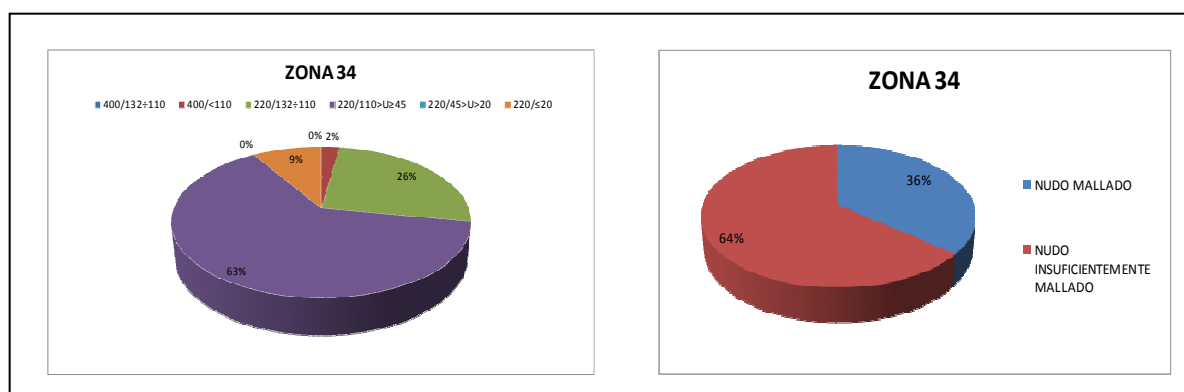


Figura 60. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 34, H2020.

- **ZONA 36: Granada y Almería.**

Esta zona tiene un total de 4040 MVA de los cuales, cabe destacar que el 42,2% se conecta a 3 nudos mallados, mientras que el 57.8% restante, lo hace a los 9 nudos insuficientemente mallados existentes. Además, el 49% de esta potencia total instalada, lo hace en el nivel de transformación 400/132÷110 kV.

Distribuidor asociado: Endesa Distribución Eléctrica S.L.

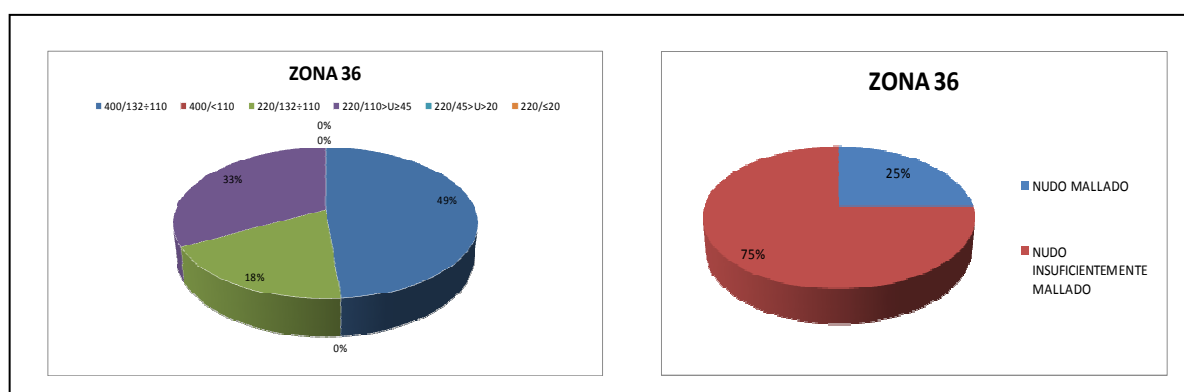


Figura 61. Distribución de potencia por nivel de tensión e índice de mallado de la zona 36, H2020.



3.1.3 DISTRIBUCIÓN Y EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ACTUAL PENINSULAR.

Desde los años 90, la demanda eléctrica peninsular española ha estado creciendo a tasas superiores a la del resto de los países desarrollados, debido a la evolución del sector industrial hacia actividades más intensivas en consumo eléctrico, el crecimiento del sector servicios, y al aumento de la renta y equipamiento de los hogares, además de un notable crecimiento en la población española que tiene un importante efecto sobre la demanda.

Sin embargo, debido a la difícil coyuntura económica internacional por la que se está atravesando desde el año 2008, la tasas de crecimiento del consumo eléctrico, cuyo comportamiento está fuertemente correlacionado con la evolución del Producto Interior Bruto (PIB), ha disminuido notablemente en los años 2008 y 2009, situándose muy por debajo del 4% de crecimiento medio de los 5 años precedentes.

En este apartado, se va a realizar un estudio diagnóstico de la situación actual y prevista según distintos niveles de agregación, de la potencia instalada y la demanda en puntos frontera, para poder analizar el estado de la interfaz Transporte-Distribución, principalmente de las zonas con mayor demanda, por tener más densidad de población y por tanto, ser más propicias para la implantación de vehículo eléctrico.

Cabe destacar, que los datos de demanda que se muestran a continuación, corresponden a la demanda de los transformadores de distribución de los puntos frontera de la interfaz Transporte-Distribución, y no se tiene en cuenta el consumo correspondiente a los consumidores que se conectan directamente a la red de transporte, de los que se hablará en el siguiente apartado.

A. Demanda actual y prevista en el sistema peninsular.

En el año 2008, la demanda peninsular alcanzó un valor de 23.783 MW de potencia en invierno, y 22.752 MW en verano. En el siguiente gráfico, se puede observar la comparación entre estos valores de demanda y los previstos para el año 2020.

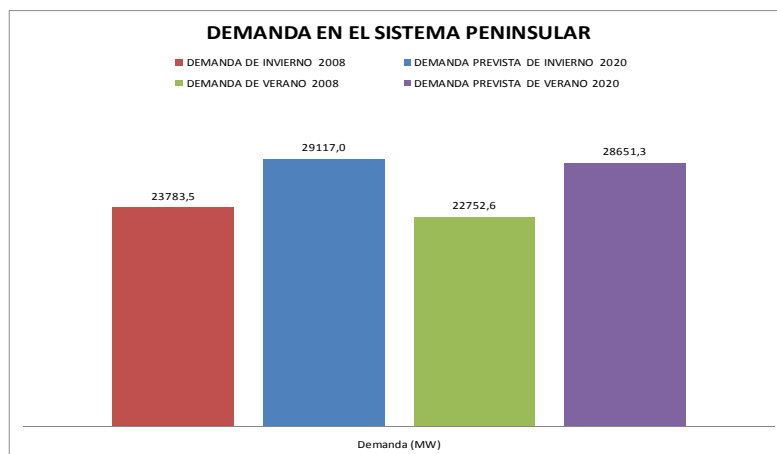


Figura 62. Comparación de demanda peninsular actual y prevista.

Cabe destacar, que el incremento de demanda que se prevé en este periodo es aproximadamente un 10% superior en verano que en invierno, principalmente debido al incremento de la temperatura media en verano provocado por el calentamiento global, lo que intensifica el uso generalizado de sistemas de aire acondicionado y refrigeración.

En lo que respecta a la demanda horaria, en la figura 63 se muestra la curva de demanda horaria peninsular del año 2008, de invierno y de verano, donde se puede observar, además de las diferencias existentes en la forma de consumo de una estación a otra, la gran diferencia entre la demanda de horas punta y la demanda de horas valle, esto pone de manifiesto la importancia de reducir esta diferencia, aplanando la curva de demanda para mejorar la operabilidad del sistema, la integración de renovables y la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto, algo que se podría conseguir con la integración del vehículo eléctrico en horas valle, como ya se detalló al comienzo de este documento.

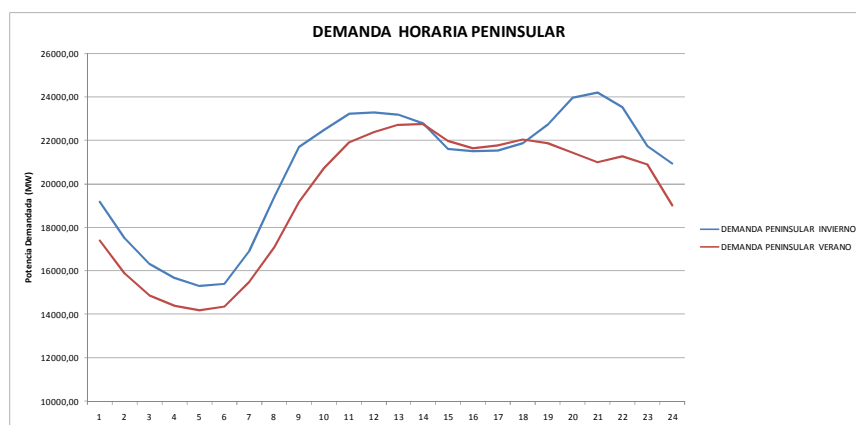


Figura 63. Curva actual de demanda horaria peninsular.

Por otro lado, al igual que se hizo con la potencia instalada, a continuación se puede observar en la figura 64, la demanda actual en función del nivel de tensión y su correspondiente incremento de potencia instalada para el año 2020.

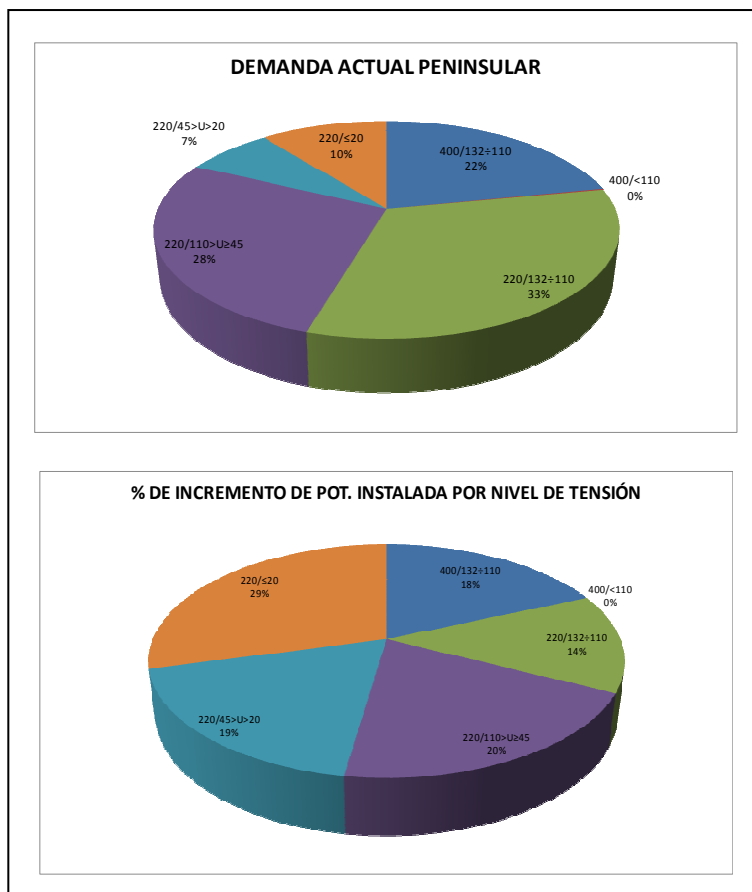


Figura 64. Curva actual de demanda horaria peninsular.

A la vista de los resultados, se observa que aunque el nivel de tensión al que corresponde una mayor demanda es el de 220/132÷110 kV con un tercio del total, el mayor incremento de potencia instalada prevista no corresponde a este nivel de transformación, sino al directo a consumo, 220/<20 kV con un 29% del total de dicho incremento y al que se conecta el 10% de la demanda. Para los niveles de tensión de 220/110>U≥45 kV (28% de demanda) y 400/132÷110 kV (22% de demanda), se prevén unos incrementos de potencia instalada del 20 y 18%, respectivamente.

En lo que respecta a la topología del sistema, cabe destacar que el porcentaje de nudos insuficientemente mallados con respecto al total será en 2020 un 4,9% superior al de 2008, y la potencia instalada en dichos nudos un 5,7% superior. Sin embargo, en lo que respecta a la demanda, el reparto es bastante equitativo, siendo ligeramente superior la correspondiente a nudos mallados, lo cual se muestra en la figura 65 de forma agregada y horaria:

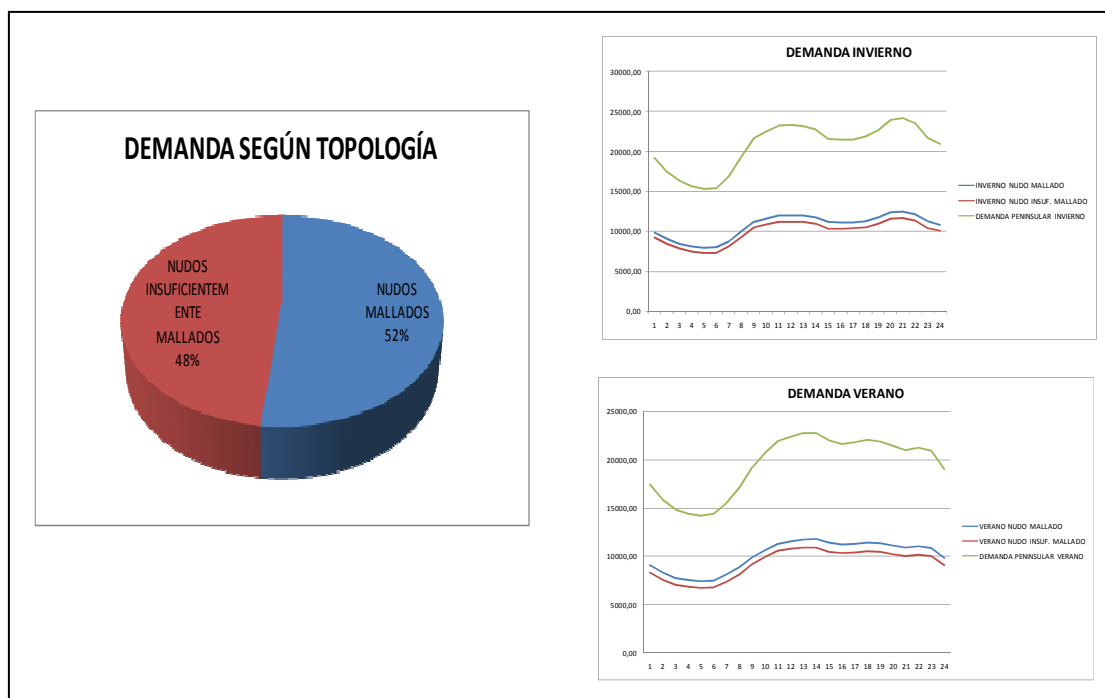


Figura 65. Demanda y curvas de demanda horaria estacionales según la topología.

B. Demanda actual y prevista por Comunidades Autónomas.

Las demandas que se han obtenido por Comunidad Autónoma, son las mostradas en la siguiente figura:

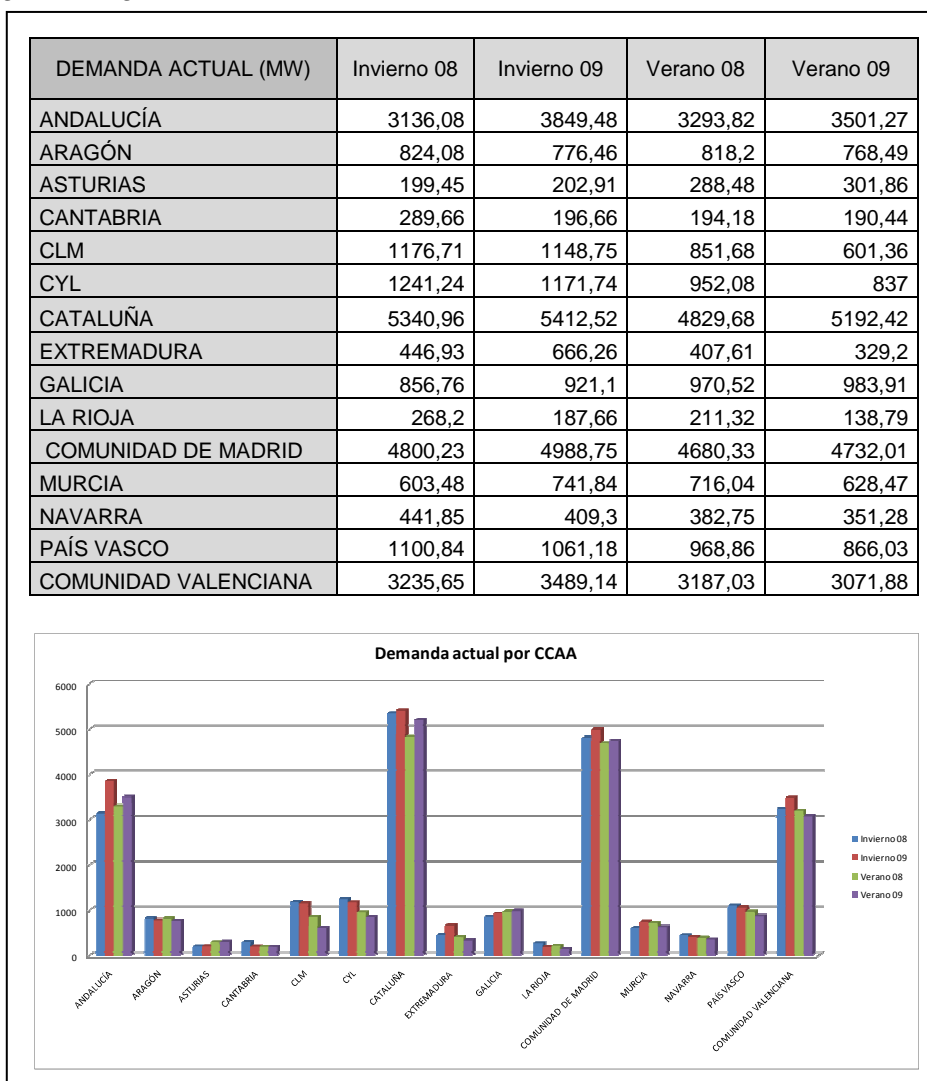


Figura 66. Demanda actual estacional para cada Comunidad Autónoma.

En este gráfico se puede observar que, Cataluña, la Comunidad de Madrid, Andalucía y la Comunidad Valenciana, son las Comunidades Autónomas que mayor demanda tienen, y que razonablemente, también son aquellas con mayor PIB y mayor densidad de población¹⁷, por lo que se analizarán individualmente¹⁸ ya que será en estas comunidades autónomas en las que, previsiblemente, crezca con mayor rapidez el uso del vehículo eléctrico.

¹⁷ En el anexo E se muestran los valores de PIB y densidad de población por Comunidad Autónoma.

¹⁸ En el anexo C se detalla la situación de cada una de las comunidades autónomas independientemente.

Por otro lado, los datos de Previsión de demanda H2020 por Comunidad Autónoma para la hora punta en Invierno y en Verano son las siguientes:

Previsión Demanda 2020 (MW)		
CCAA	Invierno	Verano
Andalucía	4234,9	4785,3
Aragón	1173,7	1140,1
Asturias	226,6	328,3
Cantabria	358,9	250,8
Castilla y León	1474,0	1130,1
Castilla-La Mancha	1255,3	1077,5
Cataluña	6016,7	5923,8
Comunidad Valenciana	4167,9	4107,6
Extremadura	573,6	545,6
Galicia	1071,2	1165,1
Comunidad de Madrid	5740,4	5512,8
Murcia	764,0	906,5
Navarra	502,8	435,5
País Vasco	1252,0	1101,9
La Rioja	305,0	240,3

Tabla 4. Demanda prevista para 2020 (Fuente: Dpto. Planificación de la Red de REE)

Esta información se representa en la siguiente gráfica de tal manera, que se puede apreciar que las expectativas de incremento de demanda con respecto al año 2008, son menores de lo que cabría esperar en la mayoría de las CCAA debido a la crisis económica, como ya se ha comentado.

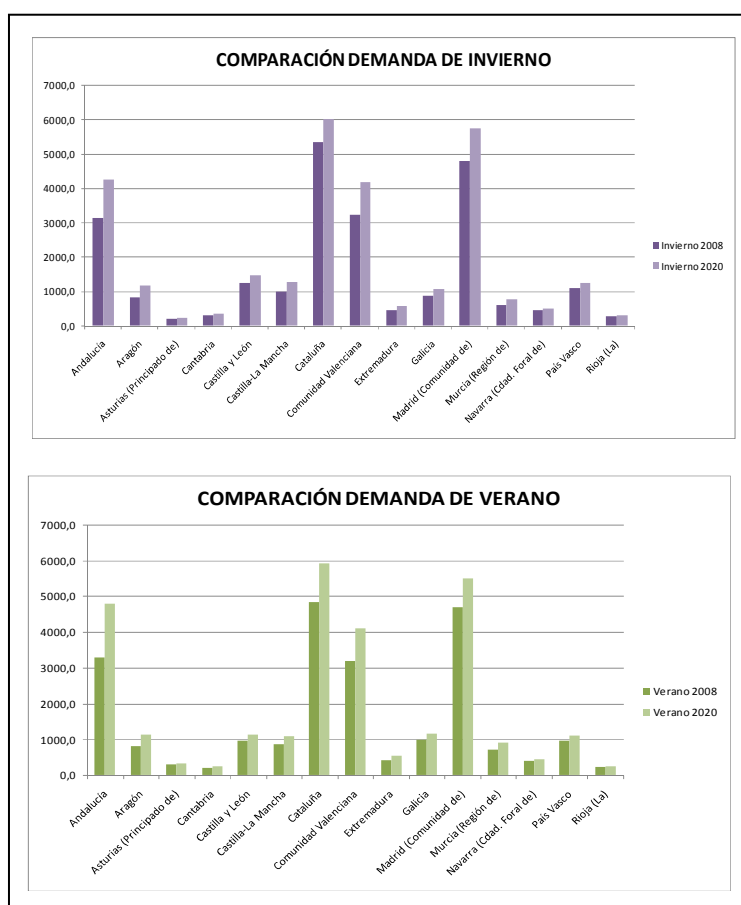


Figura 67. Comparación entre demanda actual y demanda prevista.

Atendiendo a la distribución de la demanda de cada comunidad autónoma en función del nivel de tensión y de la topología, los resultados obtenidos se muestran en la figura 68.

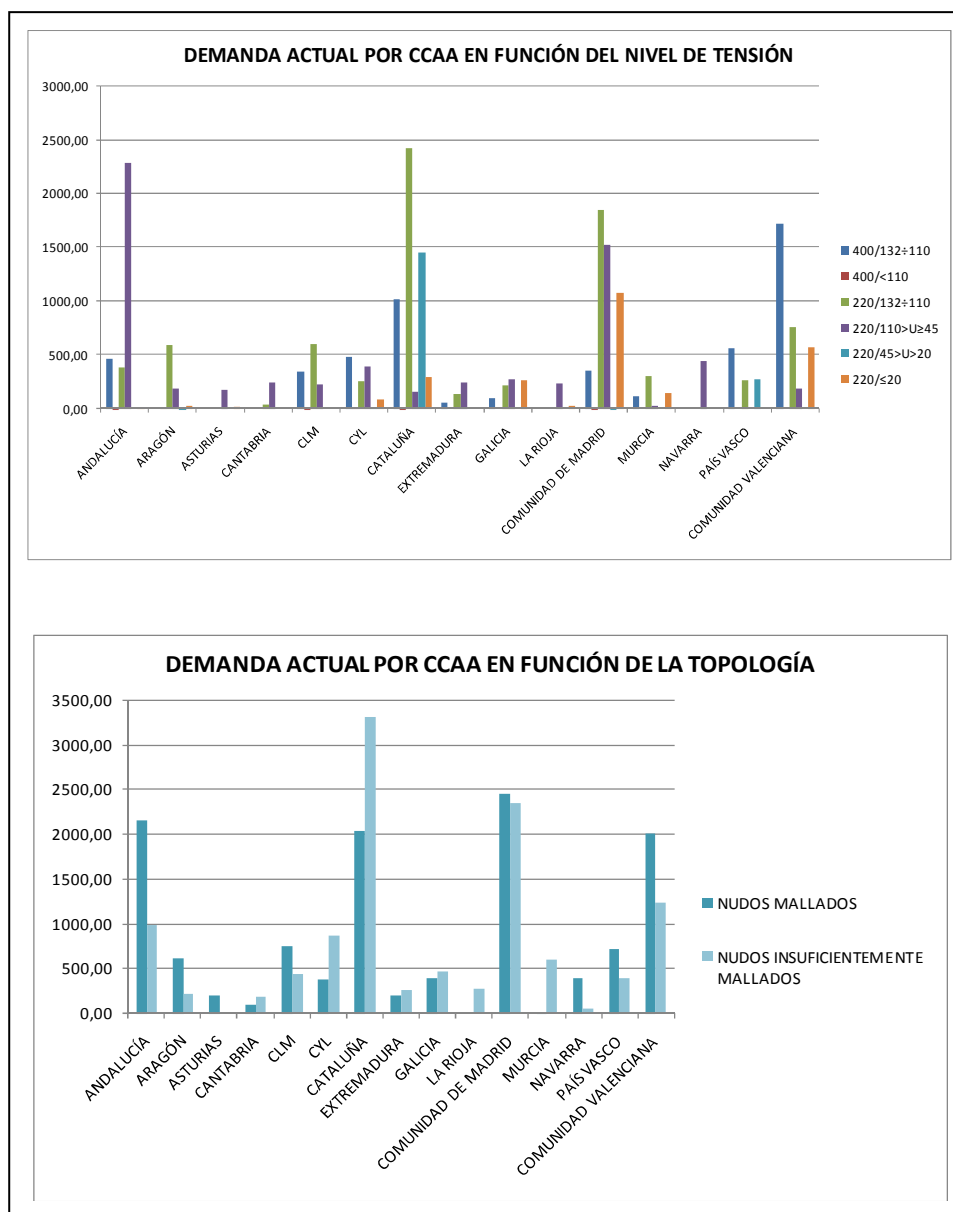


Figura 68. Distribución de la demanda actual de cada comunidad autónoma en función del nivel de tensión y de la topología.

A continuación, se va a proceder a estudiar de forma individual las cuatro comunidades autónomas anteriormente citadas:

1. Comunidad de Madrid.
2. Cataluña.
3. Comunidad Valenciana.
4. Andalucía.

1) Comunidad de Madrid

Los resultados de demanda obtenidos para la Comunidad de Madrid se muestran a continuación:

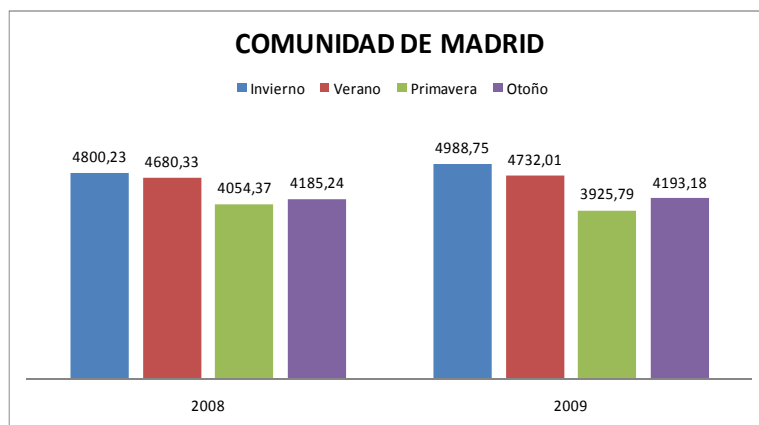


Figura 69. Demanda actual para cada estación de la Comunidad de Madrid, periodo 2008-2009.

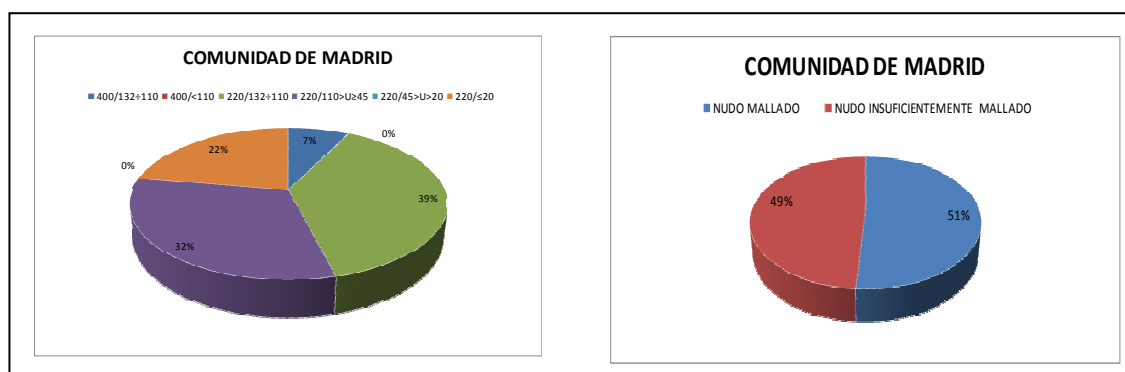


Figura 70. Distribución de la demanda actual de la Comunidad de Madrid en función del nivel de tensión y de la topología.

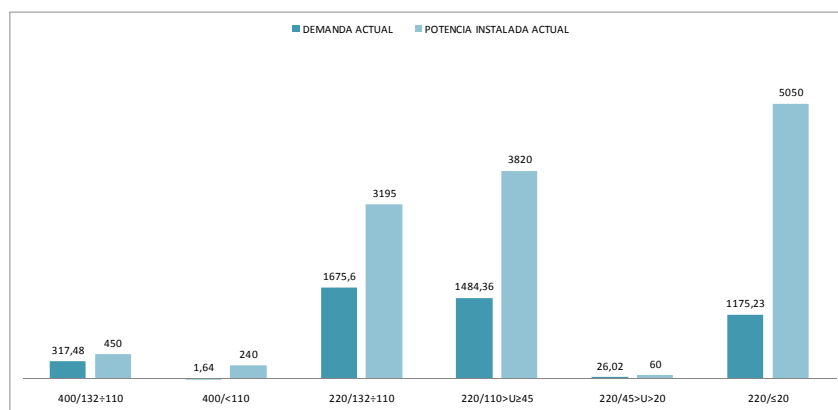


Figura 71. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad de Madrid.

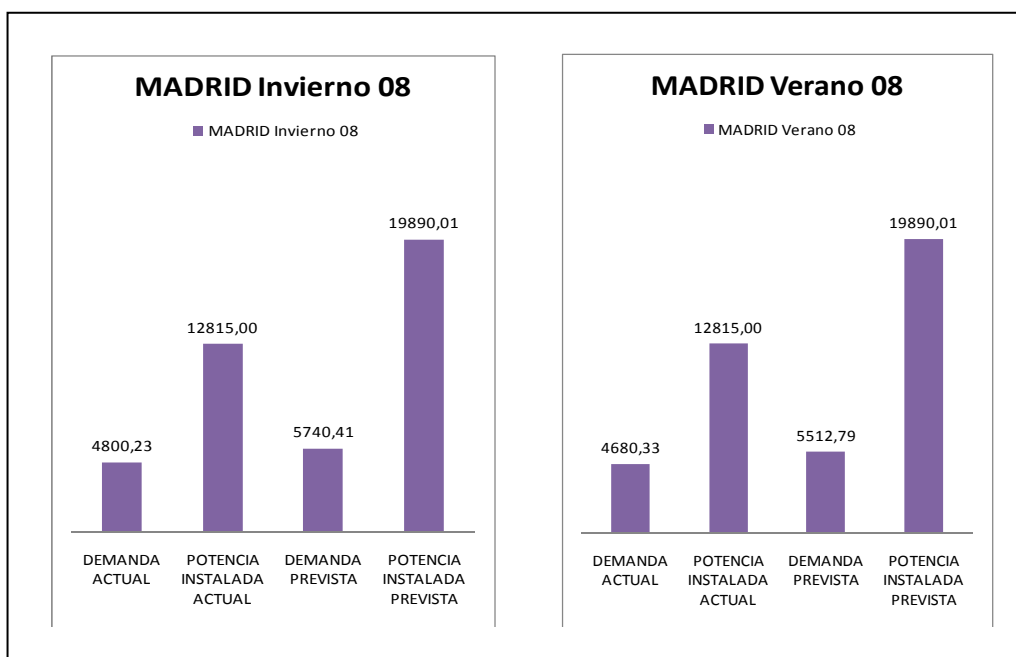


Figura 72. Comparativa demanda vs. potencia instalada de la Comunidad de Madrid, para la situación actual y la prevista.

2) Cataluña

Los resultados de demanda obtenidos para Cataluña se muestran a continuación:

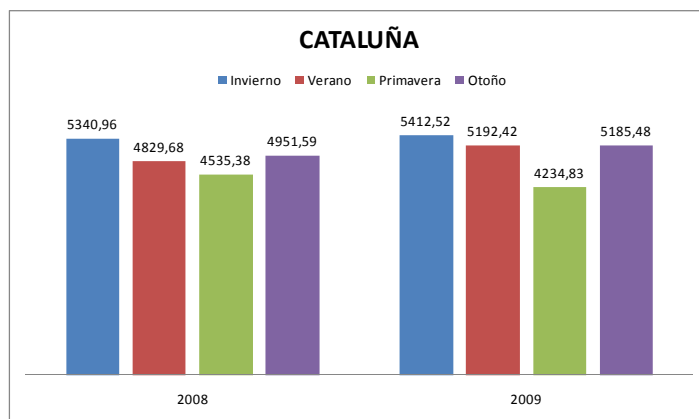


Figura 73. Demanda actual para cada estación de Cataluña, periodo 2008-2009.

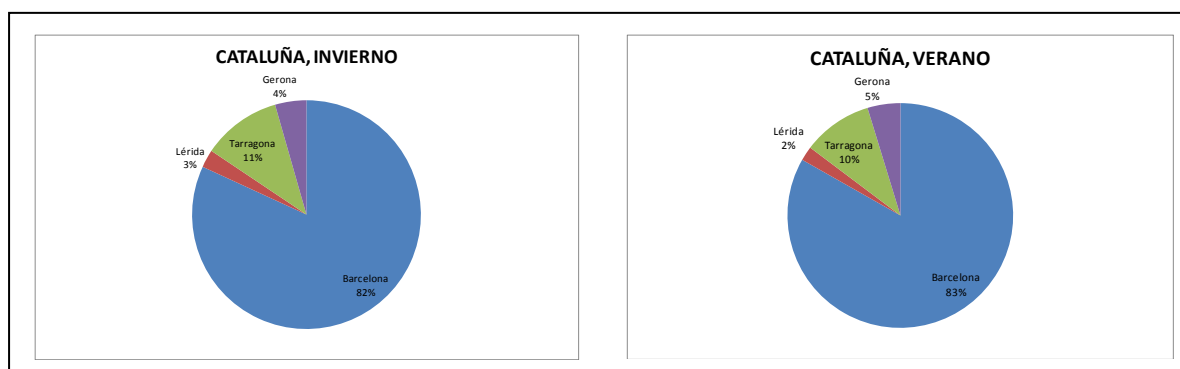


Figura 74. Distribución de la demanda de Cataluña por provincia, periodo 2008-2009.

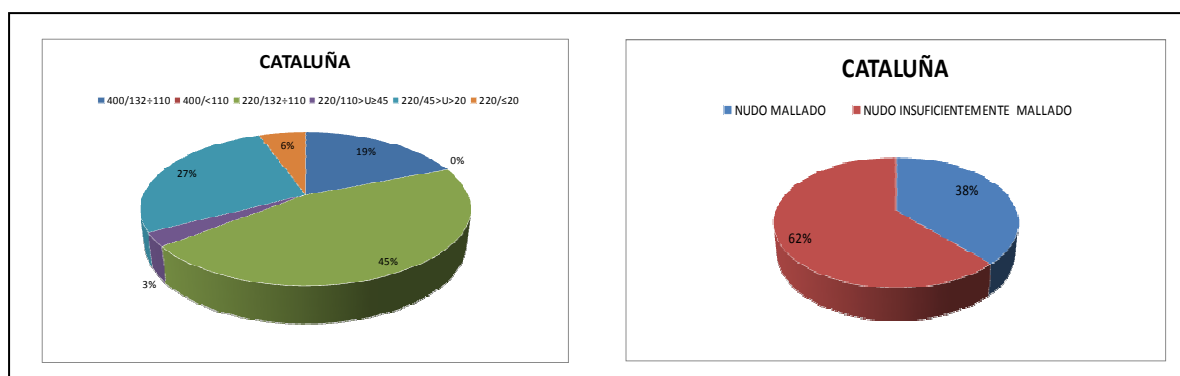


Figura 75. Distribución de la demanda actual de Cataluña por nivel de tensión y por topología de nudo.

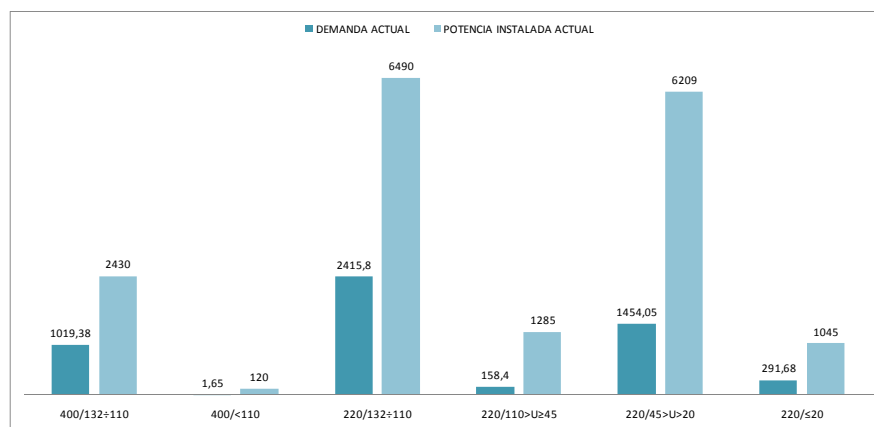


Figura 76. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad de Madrid.

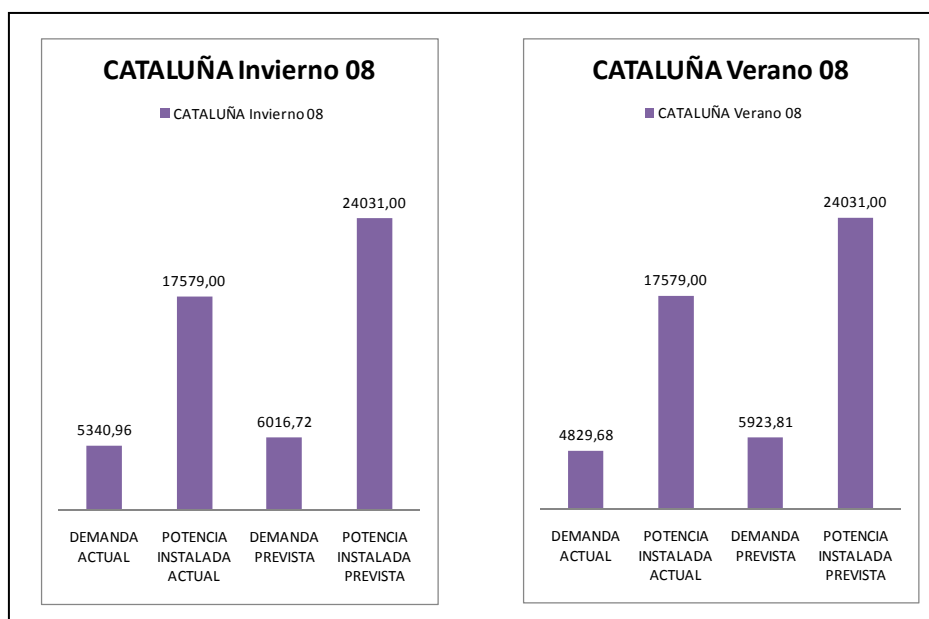


Figura 77. Comparativa demanda vs. potencia instalada de Cataluña, para la situación actual y la prevista.

3) Comunidad Valenciana

Los resultados de demanda obtenidos para la Comunidad Valenciana se muestran a continuación:

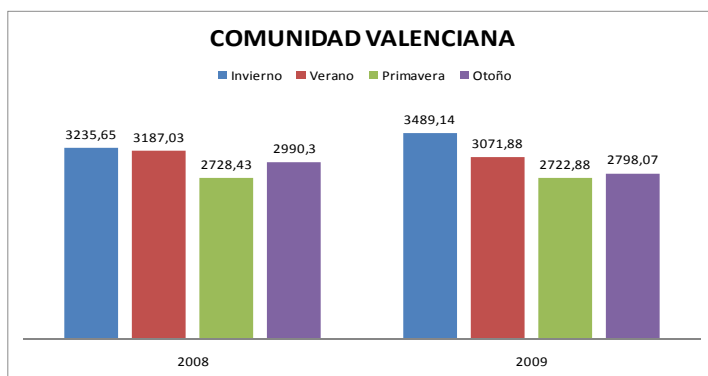


Figura 78. Demanda actual para cada estación de la Comunidad Valenciana, periodo 2008-2009.

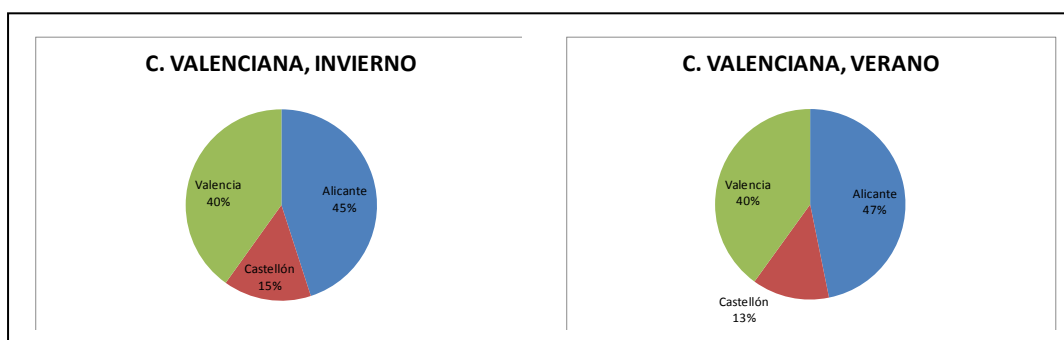


Figura 79. Distribución de la demanda de la Comunidad Valenciana por provincia, periodo 2008-2009.

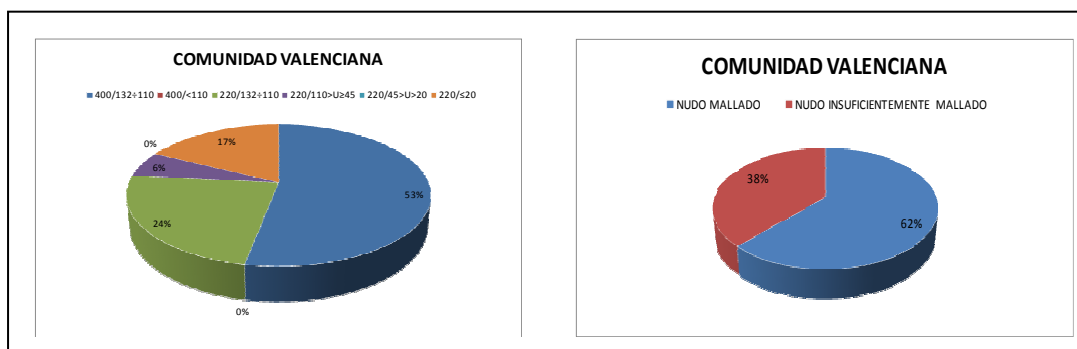


Figura 80. Distribución de la demanda actual de la Comunidad Valenciana por nivel de tensión y por topología de nudo.

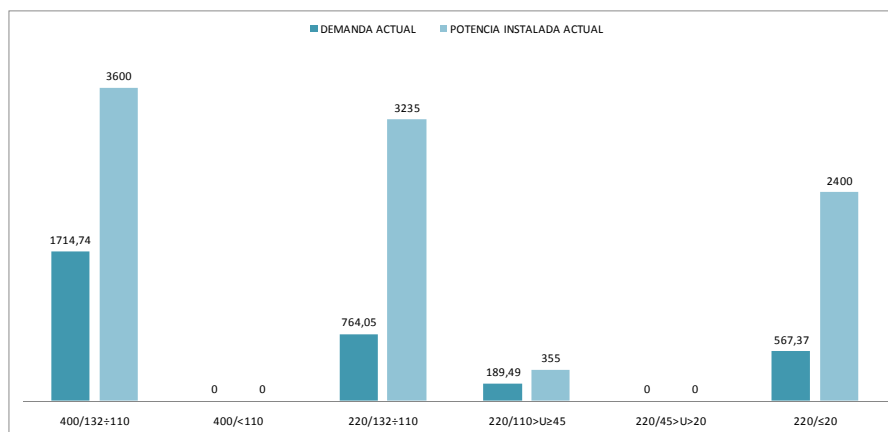


Figura 81. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de la Comunidad Valenciana.

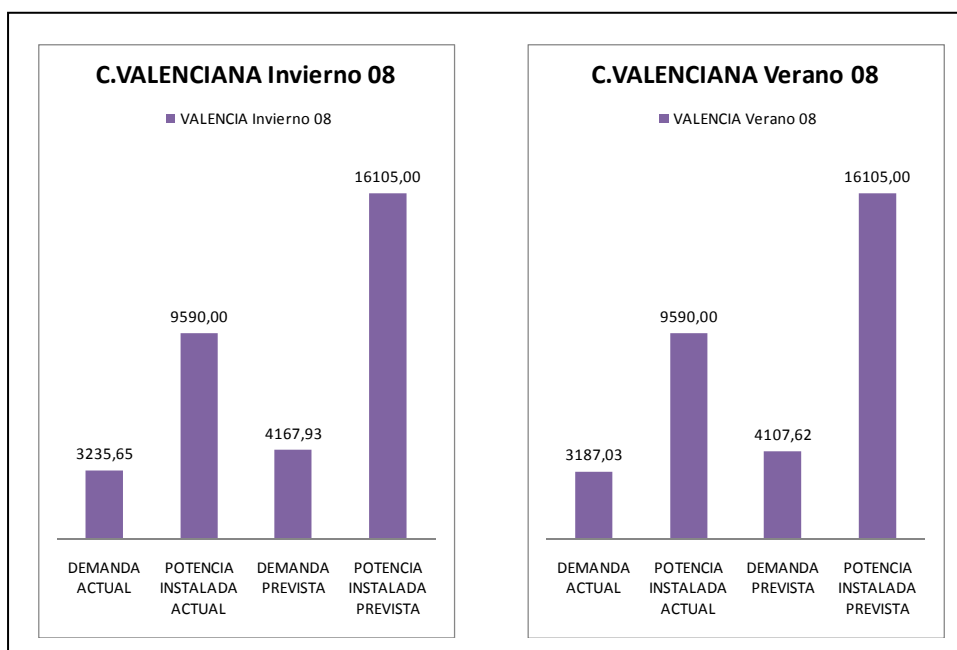


Figura 82. Comparativa demanda vs. potencia instalada de la Comunidad Valenciana, para la situación actual y la prevista.

4) Andalucía

Los resultados de demanda obtenidos para Cataluña se muestran a continuación:

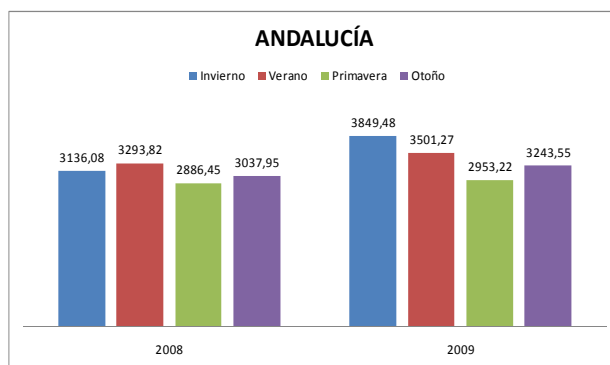


Figura 83. Demanda actual para cada estación de Andalucía, periodo 2008-2009.

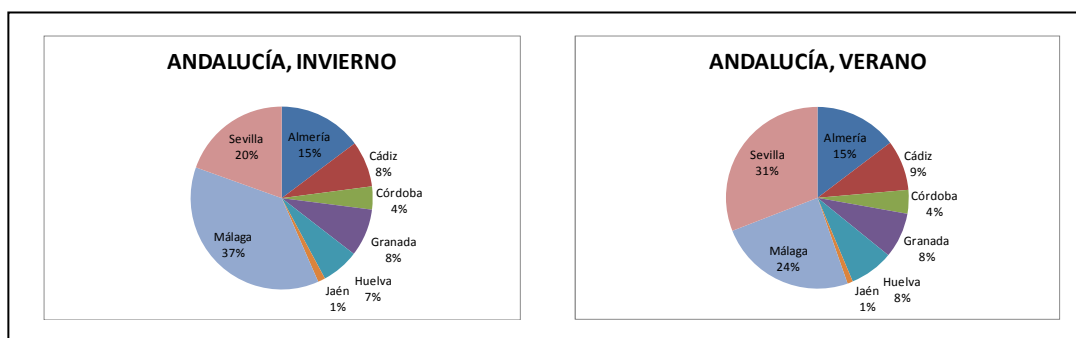


Figura 84. Distribución de la demanda de Andalucía por provincia, periodo 2008-2009.

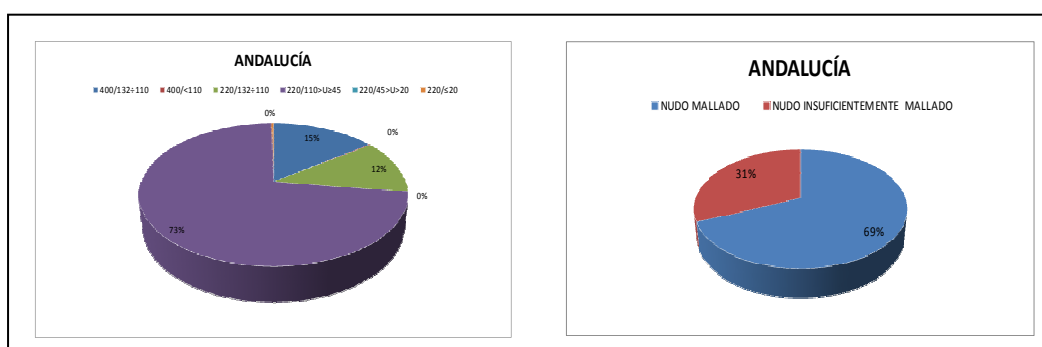


Figura 85. Distribución de la demanda actual de Andalucía por nivel de tensión y por topología de nudo.

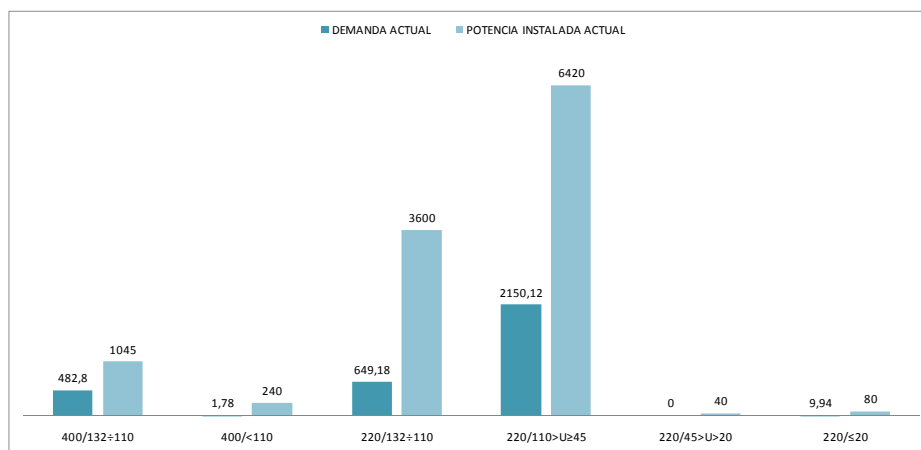


Figura 86. Comparativa demanda actual y potencia instalada actual, en función del nivel de tensión, de Andalucía.

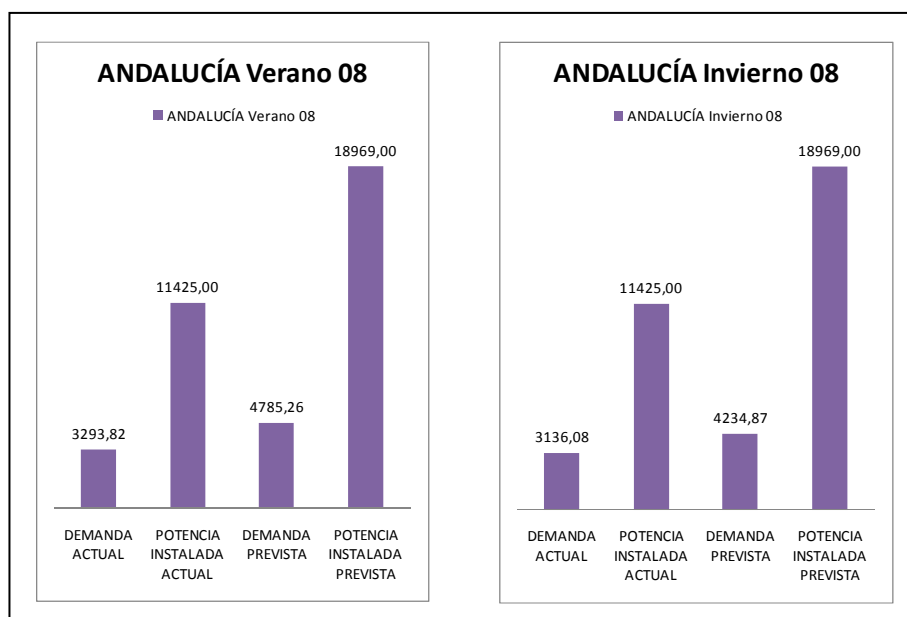


Figura 87. Comparativa demanda vs. potencia instalada de Andalucía, para la situación actual y la prevista.



3.2 CONSUMIDORES DIRECTAMENTE CONECTADOS A LA RED DE TRANSPORTE.

En los últimos años, la evolución de la estructura del consumo energético español ha sido particularmente significativa, ya que, por un lado, ha disminuido el peso del consumo en la industria, que históricamente siempre había sido el principal sector consumidor de electricidad, y por otro, ha aumentado notablemente el peso en los sectores doméstico, comercial y servicios, con un 54%¹⁹ del total, seguido del transporte, sector que también ha sufrido una importante evolución debido a diversos avances tecnológicos, como la aparición del Tren de Alta Velocidad (TAV).²⁰

A este respecto, los consumidores que se conectan directamente a la red de transporte, o consumidores cualificados, son los grandes consumidores industriales y el Tren de Alta Velocidad.

Aquellos consumidores cualificados que deseen establecer una conexión directa de una nueva instalación a la red de transporte o deseen realizar una ampliación de la potencia y condiciones declaradas en instalaciones existentes ya conectadas a dicha red, deberán realizar una solicitud de acceso al operador del sistema y gestor de la red de transporte (REE), según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Los aspectos técnicos de dichos procedimientos se desarrollan en los procedimientos de operación, P.O.12.1 “Solicitudes de acceso a la conexión de nuevas instalaciones de la red de transporte”, y el P.O.12.2 “Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio”.

La capacidad de acceso y la definición de los eventuales refuerzos, tendrán en cuenta los criterios de seguridad y funcionamiento del sistema, y los planes de desarrollo de la red de transporte. Cuando las condiciones expresadas por el usuario, de acuerdo con las condiciones de funcionamiento y seguridad de la red establecidas en el P.O.1.1 “Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico”, el operador del sistema podrá denegar la solicitud de acceso, de forma suficientemente justificada y proponiendo otras alternativas de conexión o de la realización, si fuese posible, de los esfuerzos necesarios en la red de transporte para eliminar la restricción de acceso.

A continuación, se va a realizar un análisis actual y previsto para el horizonte de estudio (2020), sobre los consumidores conectados directamente a la red de transporte, en función del tipo de consumidor, el nivel de tensión y la potencia de conexión, y la topología del nudo al que se conecta.

¹⁹ Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Planificación de los sectores de electricidad y gas, 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.”

²⁰ En el anexo D se puede encontrar información relativa al Tren de Alta Velocidad.



3.2.1 TIPOS DE CONSUMIDORES.

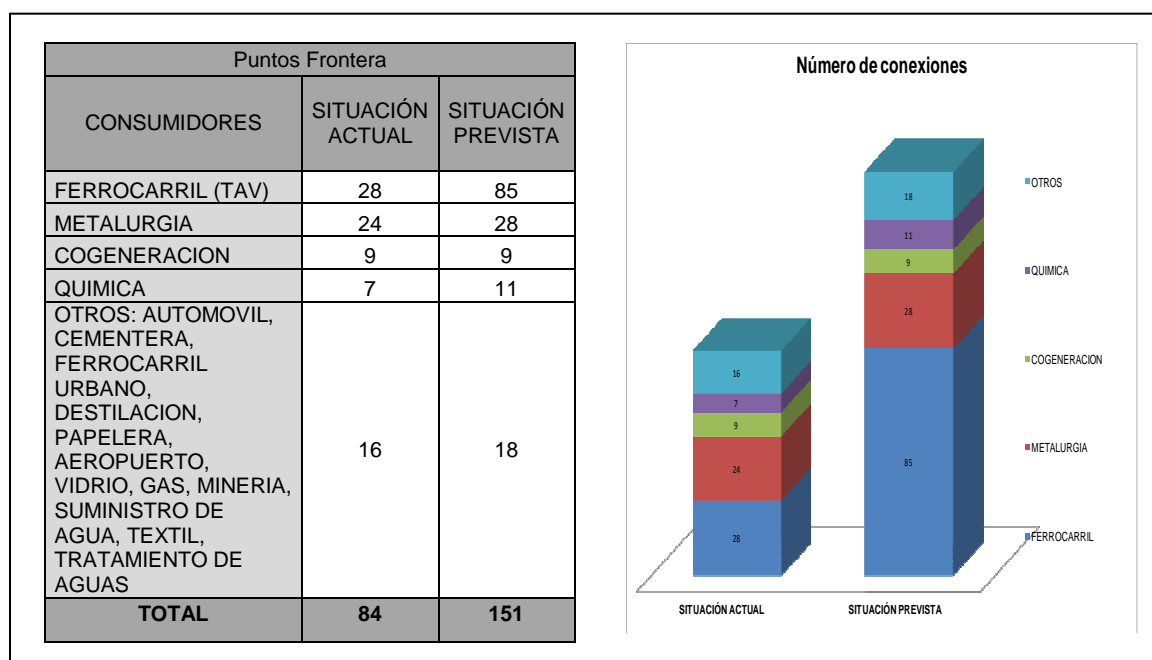


Figura 88. Número de puntos frontera en la situación actual y la prevista, en función del tipo de consumidor.

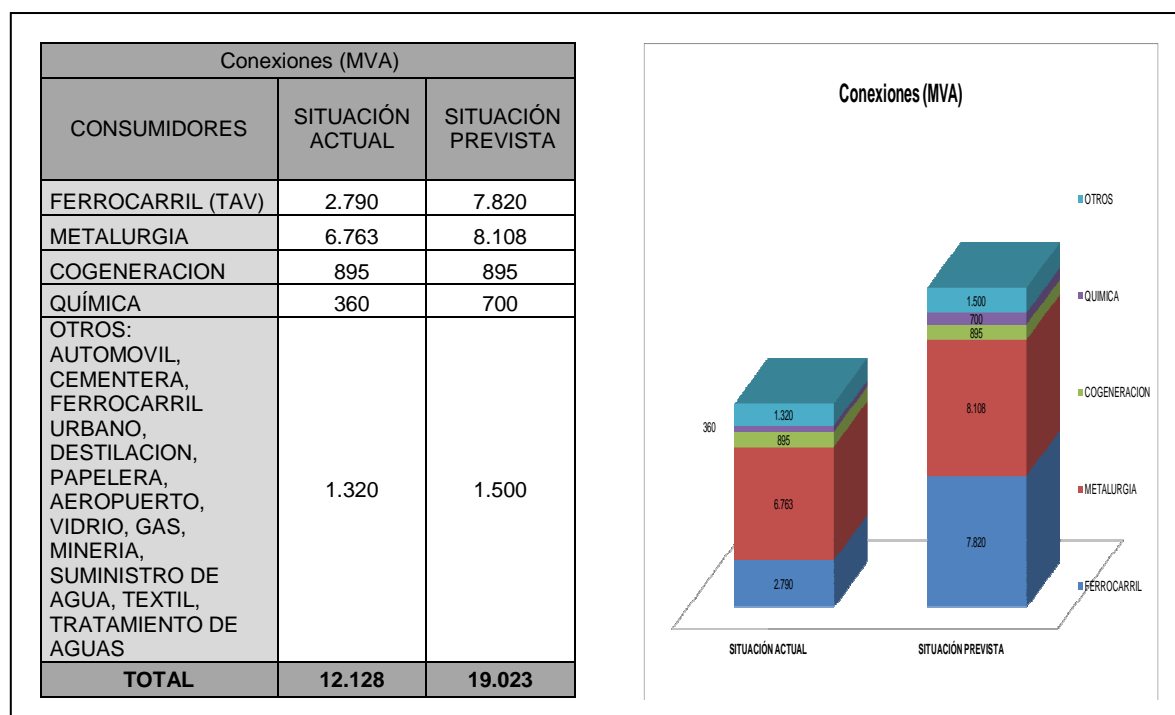


Figura 89. Potencia instalada en puntos frontera en la situación actual y la prevista, en función del tipo de consumidor.



A la vista de los resultados, se puede observar que:

- De los 84 consumidores que hay conectados actualmente a la red de transporte, el 33% de las conexiones corresponde al Tren de Alta Velocidad, con 2790 MVA de potencia. El 29%, corresponde a la industria metalúrgica con 6763 MVA de potencia. El resto de consumidores corresponden al sector de la cogeneración, la industria química y otros sectores como el del automóvil, cementeras y tratamientos de aguas, entre otros, con un total de 2575 MVA de potencia.
- En lo que respecta a la situación prevista para 2020, el sector en que se incrementará más el número de conexiones corresponde al Tren de Alta Velocidad, con 85 solicitudes con un total de 7820 MVA (56% del total de solicitudes), seguido de la industria metalúrgica con 28, y 8108 MVA de potencia (19%). El resto de consumidores, incrementarán su potencia en 3095 MVA en un total de 38 solicitudes.

3.2.2 CONSUMIDORES CONECTADOS POR NIVEL DE TENSIÓN.

1. TREN DE ALTA VELOCIDAD (TAV)

➤ SITUACIÓN ACTUAL

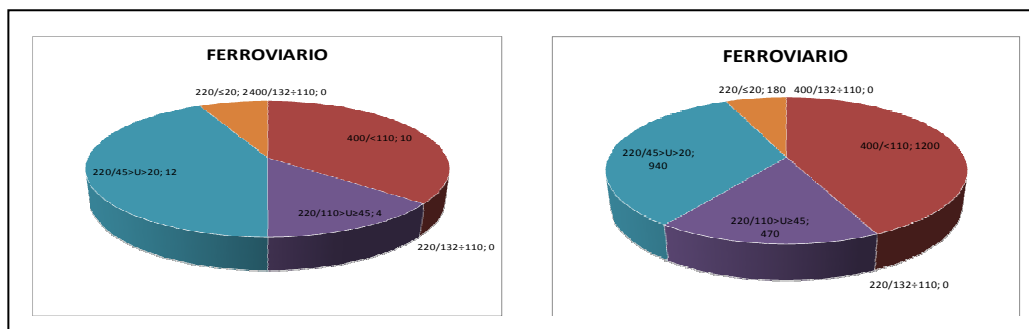


Figura 90. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión del sector ferroviario.

Como se puede observar, el mayor número de conexiones del Tren de Alta Velocidad a la red de transporte, se realiza en el nivel de tensión 220/45>U>20 kV, con un total de 12 conexiones y 940 MVA de potencia, sin embargo, cabe destacar, que aún siendo el número de conexiones menor, es el nivel de 400/<110 kV el de mayor potencia con un total de 1200 MVA.

➤ SITUACIÓN PREVISTA

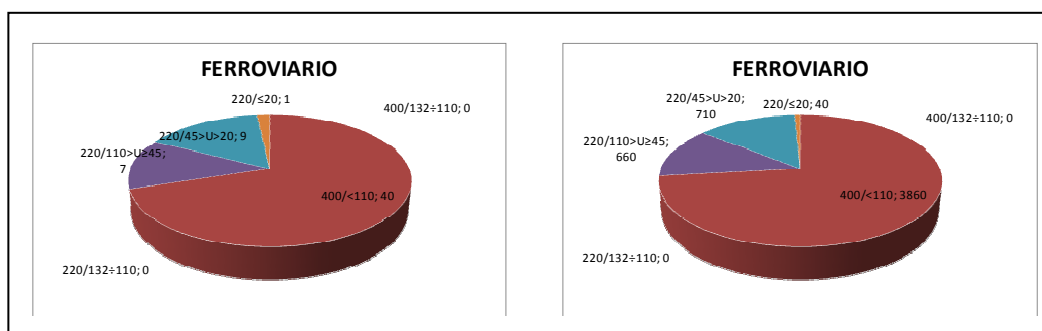


Figura 91. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión del sector ferroviario.

En lo que se refiere a la situación prevista en 2020, el incremento más significativo de solicitudes del TAV (70% del total) se espera en el nivel de tensión de 400/<110 kV, con 40 solicitudes y 3860 MVA.

2. METALURGIA

➤ SITUACIÓN ACTUAL

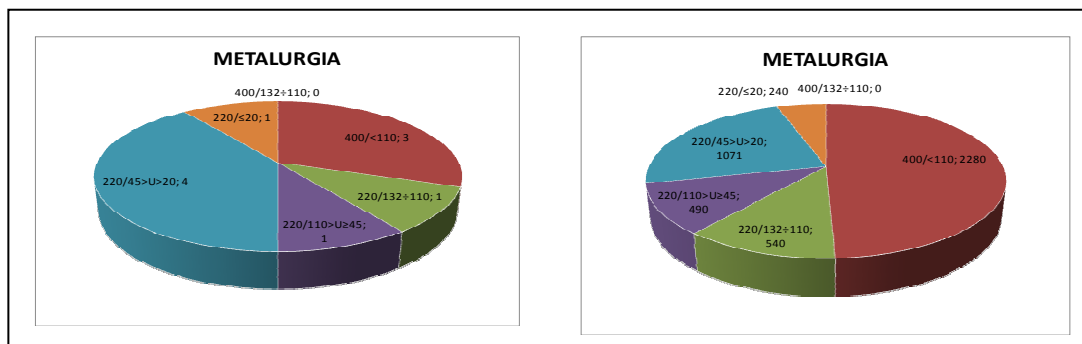


Figura 92. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión de la industria metalúrgica.

En el caso de la industria metalúrgica, actualmente la situación es similar a la del TAV, ya que el mayor número de conexiones se realiza en el nivel 220/45>U>20 kV, pero el nivel de tensión con mayor potencia de conexión es el de 400/<110 KV con 2280 MVA.

➤ SITUACIÓN PREVISTA

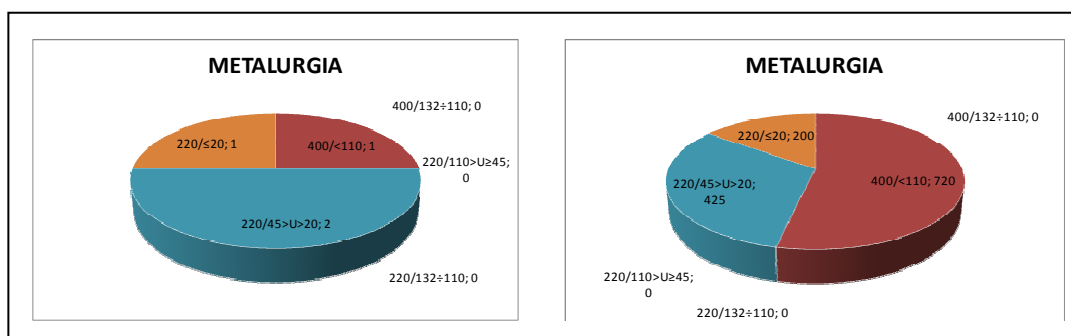


Figura 93. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión de la industria metalúrgica.

De las 4 solicitudes que se prevén, en este sector, la mitad se conectarán en el nivel de tensión 220/45>U>20 kV, pero será en 400/<110 kV al que se conectará mayor magnitud de potencia (720 MVA).

3. COGENERACIÓN.²¹

➤ SITUACIÓN ACTUAL

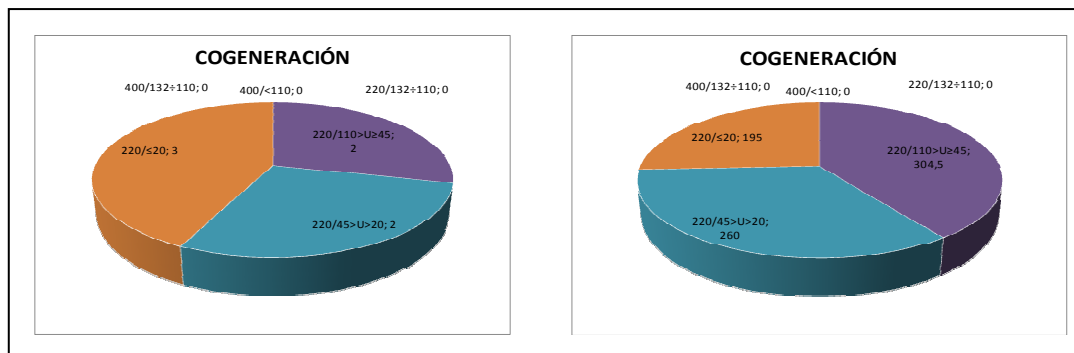


Figura 94. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión del sector de la cogeneración.

La situación actual en el caso de la cogeneración consta de un total de 7 conexiones, 3 de las cuales se sitúan en el nivel de 220/≤20 kV de tensión con una magnitud de 195 MVA, situándose, sin embargo, la mayor magnitud de potencia en el nivel de 220/ 110>U≥45 kV con 304.5 MVA.

En el horizonte 2020, no se prevé ninguna solicitud de conexión a la red de transporte del sector de la cogeneración.

²¹ La **cogeneración** es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria). La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y para las necesidades calor una caldera convencional.

Al generar electricidad mediante una dinamo o alternador, movidos por un motor térmico o una turbina, el aprovechamiento de la energía química del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de la energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera o a una masa de agua y evita volver a generarla con una caldera. Además evita los posibles problemas generados por el calor no aprovechado.

Este procedimiento tiene aplicaciones tanto industriales como en ciertos grandes edificios en los que el calor puede emplearse para calefacción, para refrigeración (mediante sistemas de absorción) y preparación de agua caliente sanitaria como por ejemplo grandes superficies de ventas, ciudades universitarias, hospitales, etc.

4. QUÍMICA

➤ SITUACIÓN ACTUAL

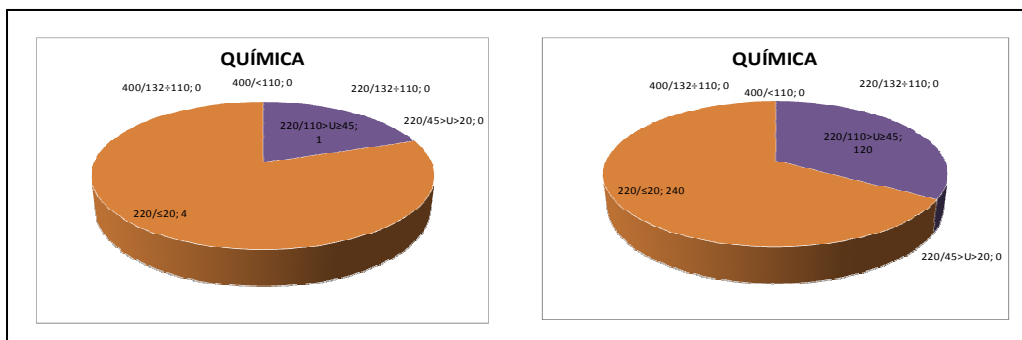


Figura 95. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión de la industria química.

Actualmente, el 80% de los consumidores conectados a la red de transporte, se sitúan en el nivel de tensión 220/≤20 kV, con una magnitud de 240 MVA. El 20% restante de los consumidores, supone una magnitud de potencia de 120 MVA conectada al nivel de tensión 220/ 110>U≥45 kV.

➤ SITUACIÓN PREVISTA

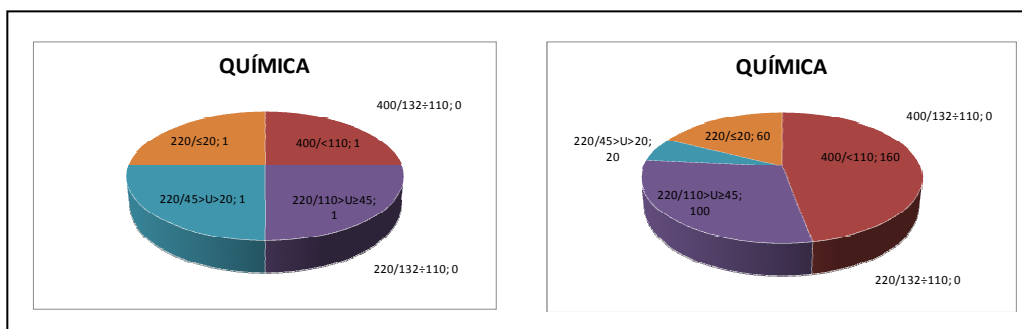


Figura 96. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión de la industria química.

En lo que se refiere a la situación prevista para 2016, se prevén 4 nuevas solicitudes, de las cuales, la de mayor potencia (160 MVA) se conecta al nivel de 400/<110 kV de tensión.

5. OTROS

➤ SITUACIÓN ACTUAL

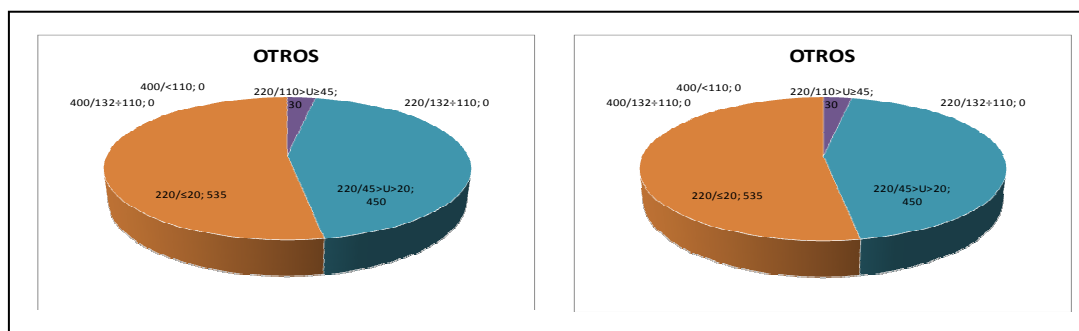


Figura 97. Distribución de la potencia instalada actual en función del nivel de tensión.

De la gráfica anterior se puede extraer, que de los 5 consumidores que se conectan al nivel de tensión 220/≤20 kV, 2 de ellos pertenecen al sector del automóvil (270 MVA de potencia) y el resto a los sectores de la minería, desalinizadoras y el transporte, con 100, 90 y 75 MVA, respectivamente. Por otro lado, del nivel de 220/45>U>20 kV de tensión, es destacable que los consumidores conectados con mayor magnitud de potencia pertenecen a los sectores del transporte y la industria textil.

➤ SITUACIÓN PREVISTA

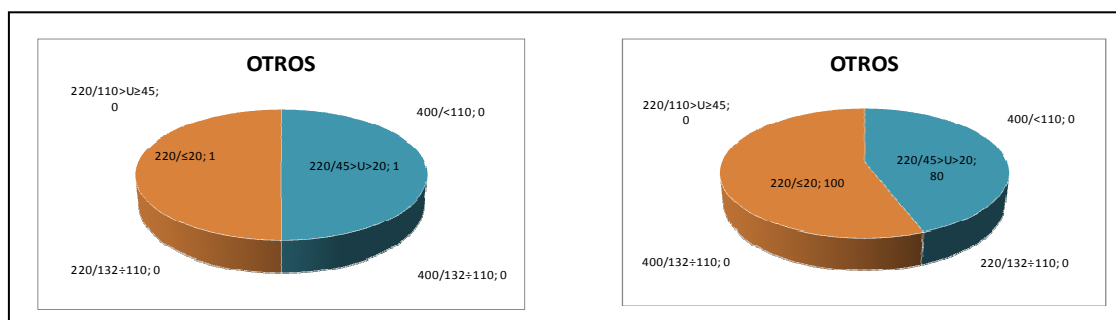


Figura 98. Distribución de la potencia instalada prevista en función del nivel de tensión.

En este caso, solo se esperan 2 nuevas solicitudes: una del sector del transporte en el nivel de 220/45>U>20 kV de tensión con 80 MVA, y la otra, de una desalinizadora en el nivel de 220/≤20 kV de tensión con 100 MVA.

3.2.3 CONSUMIDORES CONECTADOS SEGÚN TOPOLOGÍA DEL NUDO.

Uno de los factores más relevantes que influyen en la seguridad de la red de transporte y en la calidad de suministro, es la topología, ya que los nudos insuficientemente mallados implican una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad del suministro en dicho nudo. Por tanto, a continuación se muestra un análisis de la topología del nudo de conexión en función del tipo de consumidor directamente conectado a la red de transporte, diferenciando para ello, entre solicitudes ya puestas en servicio y aquellas todavía pendientes.

➤ PUESTO EN SERVICIO (P.E.S.)

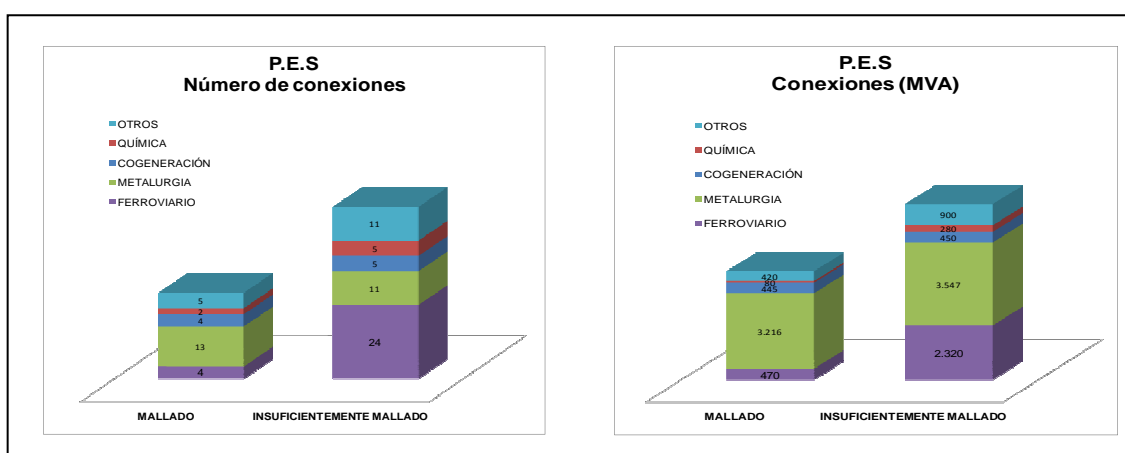


Figura 99. Solicitudes puestas en servicio.

➤ PENDIENTE DE PUESTA EN SERVICIO

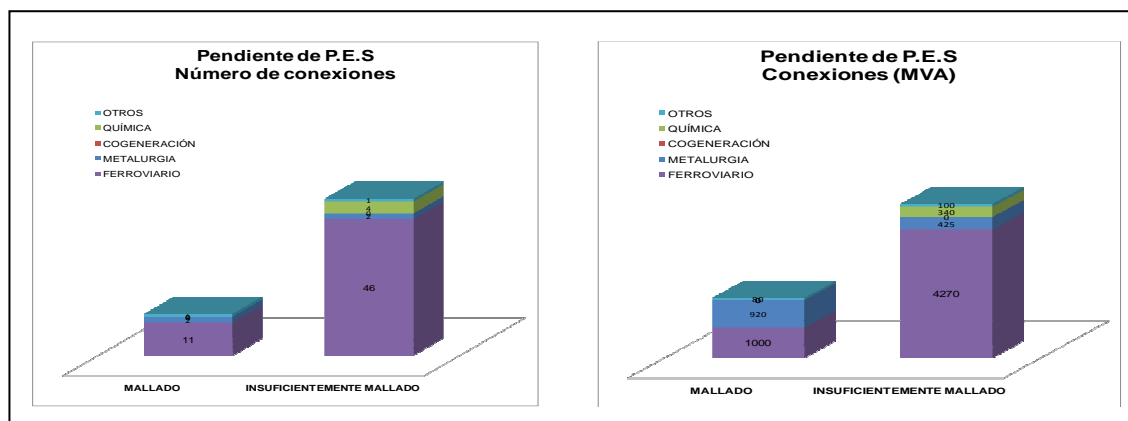


Figura 100. Solicitudes pendientes de puesta en servicio.



De estos gráficos se pueden extraer las siguientes conclusiones en función del tipo de consumidor:

- Tren de Alta Velocidad
 - De las solicitudes ya puestas en servicio, el 86% se conecta a nudos insuficientemente mallados, con una magnitud de potencia de 2320 MVA.
 - En las solicitudes pendientes, la situación es similar, con el 81% de los consumidores que se conectarán a nudos insuficientemente mallados con 4270 MVA.
- Metalurgia
 - En este caso, la distribución de las conexiones de los consumidores entre nudo mallado e insuficientemente mallado es similar tanto en las solicitudes ya puestas en servicio como en las pendientes.
- Cogeneración
 - Al igual que en caso del sector de la metalurgia, las conexiones actuales de la industria de cogeneración son las mismas para cada tipo de topología, sin embargo no hay expectativas de solicitudes futuras.
- Química
 - El 60% de las conexiones actuales de la industria química tienen lugar en nudos insuficientemente mallados.
 - En lo que se refiere a las solicitudes de conexión pendientes de puesta en servicio, la totalidad de las mismas, cabe destacar, que situarán también en nudos insuficientemente mallados.
- Otros
 - Entre los distintos sectores que se agregan en este grupo:
 - Actualmente, solo existen 3 conexiones (industria papelera, transporte y suministros de agua) conectados a nudos mallados, mientras que en nudos insuficientemente mallados, existen 10 conexiones, principalmente del sector del automóvil y la industria cementera.
 - En los que se refiere a solicitudes pendientes, solo se prevén 2: una relativa al sector del transporte, y la otra a una desaladora.

De todo lo anterior, se puede concluir, que aproximadamente el 72% de los consumidores que se conectan directamente a la red de transporte lo harán en nudos insuficientemente mallados, frente al 28% que lo harán en nudos mallados, lo que podría suponer un riesgo en el futuro ya que la mayor parte de las interrupciones se dan en nudos insuficientemente mallados.



CAPITULO 4: MODELOS DE VALORACIÓN E HIPÓTESIS REALIZADAS.

La Ley 54/1997 del 27 de noviembre del Sector Eléctrico establece un nuevo marco legal e institucional para el conjunto del sector en el que se promueve un acceso a la red de transporte para los agentes autorizados al efecto con carácter libre, condicionado a la existencia de la capacidad necesaria de la red.

El 14 de junio de 2007 se aprueba la Ley 17/2007 por la que se modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico con el objetivo de adaptarla a lo dispuesto en la directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En este contexto el Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte es el responsable del análisis y supervisión del acceso y conexión a la red de transporte de los nuevos agentes, lo que se lleva a cabo a través de un proceso específico asociado a cada solicitud.

En definitiva, el objetivo del análisis de suministro de nuevas demandas es el cálculo de la máxima capacidad de suministro desde un punto de vista estático o de régimen permanente (según lo establecido en el artículo 55 del RD 1955/2000 del 1 de diciembre). Cabe destacar que, a diferencia del caso de la capacidad de evacuación, el acceso de nueva demanda lleva a una limitación en las posibilidades de suministro a nuevos agentes de la necesidad de garantizar el suministro a la demanda previamente existente.

- Capacidad de suministro a demanda.

Según el P.O.12.1, “Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte”, el derecho de acceso sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de suministro, siendo el horizonte temporal el correspondiente al último plan o programa de desarrollo aprobado, en este caso la “Planificación de los sectores de la electricidad y gas, 2008-2016. Desarrollo de las redes de Transporte.”, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.:

Acceso para consumo:

El Operador del Sistema, establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red de transporte como la carga adicional máxima que puede conectarse en dicho punto, con la garantía de suministro establecida.

- Herramienta de cálculo.

Para el cálculo de dicha capacidad de suministro a demanda y el estudio del comportamiento del sistema ante un importante incremento demanda correspondiente a la integración del vehículo eléctrico, se ha empleado el programa PSS/E-29. Este programa se emplea para simular, analizar y optimizar el comportamiento de un sistema de potencia, mediante diversos análisis como: análisis de flujo de cargas, análisis de cortocircuito, análisis dinámicos... Los datos de entrada de que debe disponer este programa para



resolver un caso son la topología de la red, los parámetros de los elementos de dicha red y las potencias inyectadas por los generadores o consumidas por las cargas.

Así mismo, PSS/E además de disponer de numerosas aplicaciones o actividades que permiten llevar a cabo de forma más sencilla los análisis mencionados, dispone de un lenguaje de programación propio que permite programar actividades para resolver situaciones que serían muy laboriosas de resolver manualmente. Más adelante, se enumerarán y definirán las actividades y aplicaciones que se han utilizado para el análisis de contingencias y el análisis de capacidad de suministro.

4.1 HIPÓTESIS BÁSICAS Y METODOLOGÍA EMPLEADA EN LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO.

Los análisis del sistema se han realizado para tres escenarios distintos en el Sistema Eléctrico Peninsular Español (SEPE) con horizonte 2020, denominándose escenario a la representación del sistema en un instante y condiciones de perfiles de generación, consumo y topología de red²².

- Topología de red.

Se analiza un horizonte 2020, partiendo de la topología de red planificada para el sistema península recogida en el documento del MITYC, “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.” de mayo de 2008, donde se consideran todos los nudos de la red de transporte (400 y 220 kV). Con el propósito de una presentación más adecuada, el sistema eléctrico se agrupa según 5 zonas: noroeste (1), norte (2), este (3), centro (4) y sur (5).

- Demanda.

La demanda considerada para el horizonte de estudio (H2020), así mismo, la prevista en el documento del MITYC, “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.” de mayo de 2008.

Hay que tener en cuenta, como ya se comentó anteriormente, que debido a la actual situación económica, las previsiones de demanda para el año 2016, corresponderán al año 2020, es por ello que aunque el horizonte de este estudio es 2020, se emplean datos de 2016.

²² Para garantizar el correcto comportamiento del sistema eléctrico, se simula el comportamiento del sistema en un año futuro N, considerando el estado de la red de transporte a 31 de diciembre del año N-1 y modelando la demanda nodal calculada a partir de la información aportada por los gestores de la red de distribución, a la que se le añade las demandas de carácter singular, obteniendo así la demanda final modelada.



La metodología empleada para incrementar la demanda en los distintos escenarios, correspondiente a la integración del vehículo eléctrico, consiste en incrementar dicha demanda de forma homotética y en pequeñas cantidades en los nudos pertenecientes a las áreas de estudio.

Los valores de demanda para cada uno de los escenarios se muestran más adelante, en la definición de los mismos.

▪ Generación.

La cobertura de esta demanda se realizará según las directrices que establece el Procedimiento de Operación 12.1. “Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte”, que son las siguientes:

- Generación hidráulica según perfil húmedo.
- Generación nuclear máxima.
- Productores en régimen especial según criterios específicos en función de la tecnología del grupo. Para la generación eólica se han seleccionado el escenario de generación baja.
- Generación térmica clásica proporcional a la potencia nominal del grupo (susceptible de ponderación en función del tipo de grupo).
- En cuanto a los intercambios internacionales, se considera que, Francia está exportando, y Portugal y Marruecos, importando.

La metodología empleada para el aumento de generación en los distintos escenarios, como respuesta a los incrementos de demanda, consiste, en conectar, en primer lugar, los grupos térmicos (centrales de base).

Cabe destacar que esta selección de criterios es común a los tres escenarios de estudio.

En la tabla 5 se presentan, para el Sistema Peninsular Español, los valores de generación y demanda, modelados a nivel de nudos, utilizados en los casos base de estudio, así como los valores del saldo total de intercambios.

(Valores en MW)	Horizonte 2020	
	Invierno	Verano
Generación sistema peninsular español	63.955	61.312
Demanda sistema peninsular español	63.472	60.807
Saldo total de intercambios sistema* peninsular español (Importación)	410*	330

(*) En Intercambio con Francia es importador y asciende a 1.911 MW

Tabla 5. Generación, demanda y saldo total de intercambios en el H2020.
FUENTE: “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.”, MYTIC



▪ Análisis estático de la red de transporte. Metodología.

○ **Análisis de contingencias:**

Los criterios de aceptabilidad considerados son los recogidos en el Procedimiento de Operación 13.1. “Criterios de desarrollo de la red de transporte”, aprobado en abril de 2005, que establece para situaciones de plena disponibilidad (N) como de indisponibilidad (N-x), unos valores máximos de carga en los distintos elementos de la red de transporte en función de la situación estacional de referencia y del tipo de equipo (línea o transformador).

• Niveles de contingencia:

N-1: fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema, es decir, pérdida de una línea, transformador, grupo o reactancia.

N-2: fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 km de su recorrido, o fallo de un grupo y una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

• Criterios de seguridad frente a contingencias:

N:	<ul style="list-style-type: none"> La frecuencia sigue consignas de la ENTSOE. No existen sobrecargas. Tensiones entre el 0.95 y el 1.05 p.u.
N-1:	<ul style="list-style-type: none"> No hay cortes de mercado. No hay sobrecargas superiores al 115%. Tensiones: entre el 0.95 y el 1.087 p.u. para 400 kV, y entre el 0.93 y el 1.11 p.u. para 220 kV.
N-2:	<ul style="list-style-type: none"> No hay cortes de mercado. No hay sobrecargas superiores al 115%. Tensiones: entre el 0.9375 y el 1.087 p.u. para 400 kV, y entre el 0.90 y el 1.11 p.u. para 220 kV.

Análisis de contingencias con PSS/E

PSS/E puede calcular una matriz de sensibilidad que permite calcular cómo afectará la pérdida de un elemento al resto de la red. La actividad que permite generar este fichero de sensibilidades es DFAX, que utiliza tres ficheros de entrada:

- Fichero.sub: región de la red que se quiere estudiar.
- Fichero.mon: elementos de la red de los que se controlan los parámetros.
- Fichero.con: contingencias que se estudian.



Se genera un fichero de salida Fichero.dfx., y posteriormente, se ejecuta la actividad ACCC, que es la que genera las contingencias.

○ ***Análisis de capacidad de suministro a demanda.***

Para un escenario considerado, existe un límite para la capacidad máxima de producción y suministro en cada nudo o zona eléctrica (conjunto de nudos de generación eléctricamente próximos) de la red, tanto para la generación como para la demanda.

Análisis de la capacidad de suministro con PSS/E

Programa CAP: es una aplicación en lenguaje IPLAN que permite calcular las capacidades de evacuación de generación (no realizado en este estudio) y suministro de demanda en cada uno de los nudos de una zona determinada, cuyo sistema interno de ejecución se basa en la actividad TLTG (que extrapola la capacidad máxima de interconexión entre el subsistema definido y el resto del sistema).

■ **Escenarios de integración del vehículo eléctrico.**

A continuación se detallan los posibles escenarios de integración del vehículo eléctrico, en función de las posibles variables sujetas a tener en cuenta:

○ ***Principales variables tenidas en cuenta:***

- Tipo de batería.
- Tipo de recarga: duración, lugar y franja horaria.
- Recorrido medio diario/anual.
- Densidad de población.
- Número de vehículos.
- Tipo de vehículo (% penetración VE).
- Consumo motor.
- Potencia motor.
- Situación económica.
- Precio del VE, disponibilidad.
- Coste mantenimiento VE.
- Precio de la electricidad según franja horaria.
- Laboralidad.
- Clima/Estación del año.
- Posibilidad de desplazamientos demográficos (turismo principalmente costero en verano).



○ **Supuestos:**

- **Tipo de batería:** la batería con mayores expectativas actualmente es la de lón-Litio, ya que tienen mayor potencia específica (actualmente 0,1 kw/kg, y 0,18 kw/kg previsto para el año 2020) con una mayor eficiencia energética (90%).
- **Tipo de recarga:**
 - Recarga lenta: tiene lugar en los garages de los hogares (individuales y colectivos); dura entre 5 y 8 horas; y la carga será principalmente por la noche (entre las 23 h. y las 7h.) con una potencia de entre 3-6 kW. Beneficiosa para el sistema en su conjunto.
 - Recarga rápida: tiene lugar en las “electrolineras”; dura entre 15 min. y 1 hora; y la carga será principalmente de día (entre las 9 h. y las 18 h.) con una potencia de 20-100 kW. Conviene emplearla solo en situaciones de emergencia.
 - Se supone que en 2020, habrá instalados los suficientes puntos de recarga allí donde se necesiten.
- **Motor:**
 - Consumo motor: entre 15 y 30 Kwh/100 km.
 - Potencia motor: 70 kW (aprox. 94 cv).
- **Punto de vista económico:** se supone que los retos e incentivos anteriormente expuestos en el capítulo 2, se han llevado a cabo para el año 2020.
 - Precio de la electricidad según franja horaria: debe ser inferior por la noche para incentivar la carga lenta nocturna (mejora en la integración de renovables).
- **Factores exógenos:** es este estudio de han tenido en cuenta los días laborables martes, miércoles y jueves para verano e invierno, por considerarse más indicativos.
- **Número de vehículos:**

Consideraciones para año 2020:

- Se van a tener en cuenta únicamente turismos y pequeños utilitarios industriales.
- Se consideran vehículos eléctricos enchufables (tanto puros como híbridos).
- Estos vehículos se concentrarán principalmente en núcleos urbanos con gran densidad de población: Madrid, Barcelona, Valencia ...



- El recorrido medio anual es 15000 km/año, con una media diaria de 35 km/día, y cada vehículo con un antigüedad media de 10 años.

- **Otras consideraciones:**

- Se considera el vehículo eléctrico como carga resistiva, es decir, el aumento de demanda producida por la introducción de VE se realiza como un aumento de potencia activa.
- Consumo de un VE en carga lenta equivalente a 5 kW y en carga rápida 60kW.
- Caso PSSE:
 - Tensión en nudos y sobrecarga en las líneas dentro de los límites establecidos en el P.O.13.1
 - No se han tenido en cuenta intercambios con Portugal, Francia y Marruecos.
 - El aumento de demanda se reparte homotéticamente entre los nudos que componen el area de estudio.

✚ Finalmente, se considera que para el año 2020, el número de vehículos electricos representará entorno al 10% del parque movil(considerado) total, es decir en torno a 3 millones de vehiculos.



4.2 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y ÁREAS DE ESTUDIO, H2020.

4.2.1 ESCENARIOS

I. ESCENARIO 1:

- Este escenario se ha situado en las horas valle de invierno, incrementado la demanda en los núcleos urbanos de Madrid (A10) y Barcelona (A20).
- Pretende poner de manifiesto la conveniencia de las horas valle para la recarga lenta del vehículo eléctrico, por la mayor capacidad del sistema, la mejor integración de renovables y, en definitiva, mejorando la eficiencia del sistema en su conjunto.

II. ESCENARIO 2:

- Este segundo escenario se ha situado en las horas punta de invierno, incrementado igualmente la demanda en los núcleos urbanos de Madrid (A10) y Barcelona (A20). En este caso, se tienen en cuenta ambos tipos de recarga (50% de los vehículos recargando de forma lenta, y el otro 50%, mediante recarga rápida).

III. ESCENARIO 3:

- Este último escenario se ha situado en las horas punta de verano, incrementado la demanda en los núcleos urbanos de Madrid (A10), Barcelona (A20) y Valencia (A30). Esta última área sí se ha incluido en este escenario por la probabilidad de que durante este periodo, que es vacacional, gran parte de la demanda correspondiente al consumo del vehículo eléctrico se trasladase a zonas costeras (Barcelona y Valencia son grandes núcleos urbanos situados en zonas costeras).
- Además, cabe destacar lo interesante de que este escenario se sitúe en verano, por la disminución de capacidad que se produce en las líneas por el incremento de temperatura.
- Al igual que en el caso anterior, se tienen en cuenta ambos tipos de recarga (50% de los vehículos recargando de forma lenta, y el otro 50%, mediante recarga rápida).

4.2.2 ÁREAS DE ESTUDIO

A. Área 10, Núcleo urbano de Madrid.

Esta área, situada en la zona más céntrica de Madrid, está formada por 38 nudos y 74 líneas (en su mayoría cables subterráneos, por ser una zona urbana).

En las siguientes figuras se muestran los nudos que la componen y su situación geográfica.

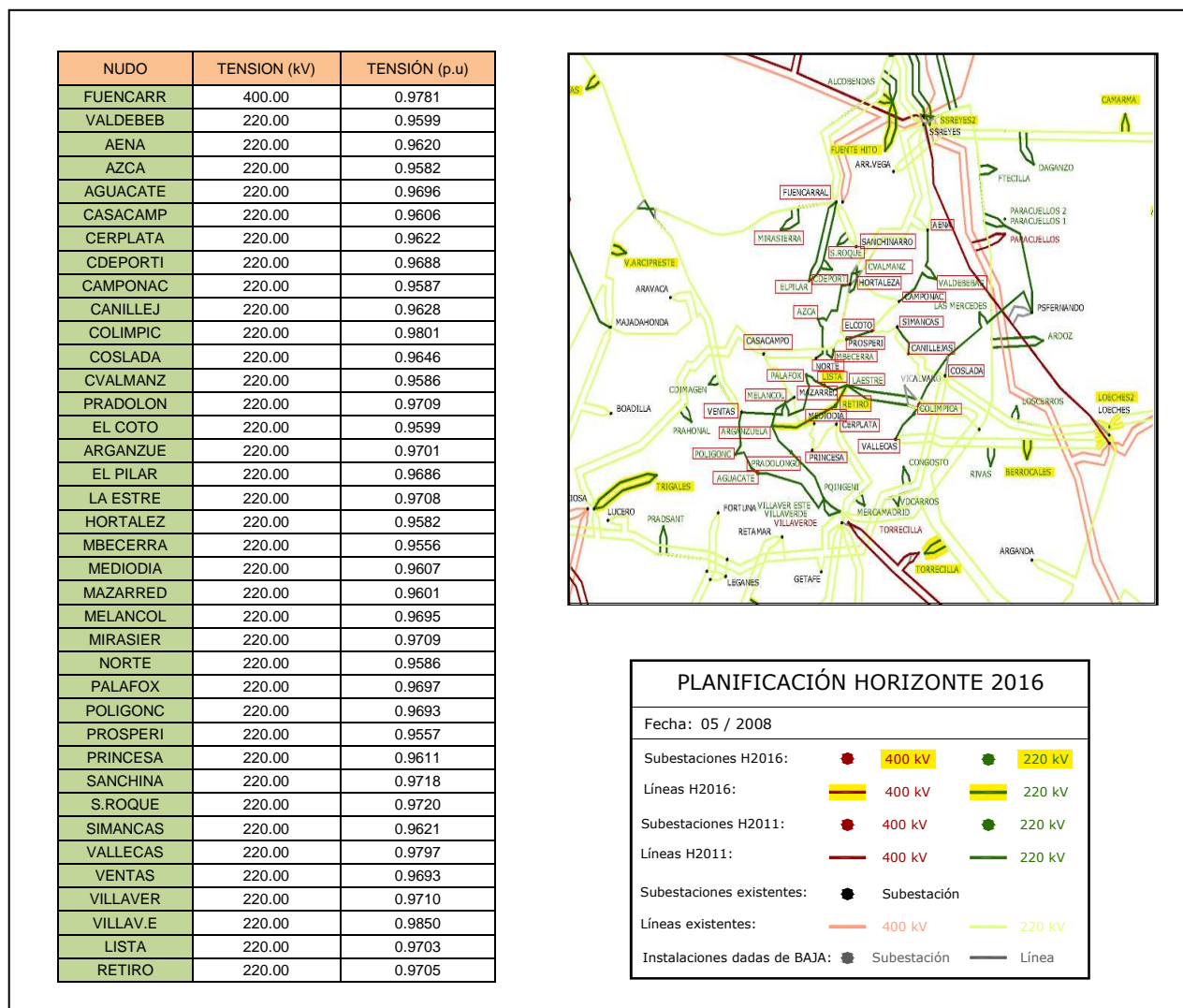


Figura 101. Nudos y situación del área 10. Fuente: REE

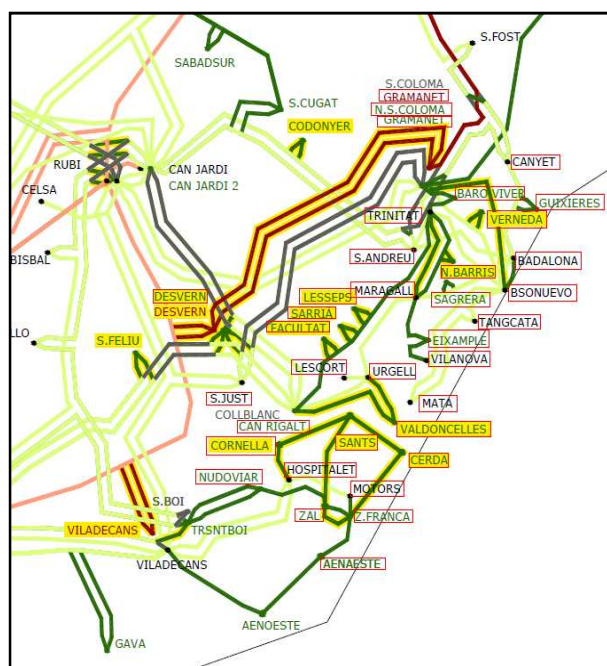


B. Área 20, Núcleo urbano de Barcelona.

Esta área, situada en la zona más céntrica de Barcelona, está formada por 36 nudos y 66 líneas (en su mayoría cables subterráneos, por ser una zona urbana).

En las siguientes figuras se muestran los nudos que la componen y su situación geográfica.

NUDO	TENSION (kV)	TENSIÓN (p.u)
GRAMANET	400.00	0.9778
BADALONA	220.00	0.9987
BSONUEVO	220.00	0.9989
CANYET	220.00	0.9600
AEBARCEL	220.00	0.9709
CARIGALT	220.00	0.9570
EIXAMPLE	220.00	0.9951
GRAMANET	220.00	0.9959
GUIXERES	220.00	0.9592
HOSPITLET	220.00	0.9704
LES CORT	220.00	0.9545
MARAGALL	220.00	0.9552
MATA	220.00	0.9949
MOTORS	220.00	0.9706
NUDOVIAR	220.00	0.9699
TANGCATA	220.00	0.9971
S.ANDREU	220.00	0.9573
SARRIA	220.00	0.9559
SAGRERA	220.00	0.9965
S.JUST	220.00	0.9571
BAROVIVE	220.00	0.9586
TRINITAT	220.00	0.9572
URGELL	220.00	0.9550
ZONA FRAN	220.00	0.9731
ZAL	220.00	0.9725
VILANOVA	220.00	0.9952
DESVERN	220.00	0.9577
DESVERN	400.00	0.9745
VERNEDA	220.00	0.9973
CORNELLA	220.00	0.9707
CERDA	220.00	0.9722
VALDONCE	220.00	0.9551
N.STACOL	220.00	0.9597
NOUBARRI	220.00	0.9559
LESSEPS	220.00	0.9560
FACULTAT	220.00	0.9563



PLANIFICACIÓN HORIZONTE 2016			
Fecha: 05 / 2008			
Subestaciones H2016:	400 kV	220 kV	
Líneas H2016:	400 kV	220 kV	
Subestaciones H2011:	400 kV	220 kV	
Líneas H2011:	400 kV	220 kV	
Subestaciones existentes:	Subestación		
Líneas existentes:	400 kV	220 kV	
Instalaciones dadas de BAJA:	Subestación	Línea	

Figura 102. Nudos y situación del área 20. Fuente: REE

C. Área 30, Núcleo urbano de Valencia.

Esta área, que pertenece a la zona centro de la ciudad de Valencia, está formada por 23 nudos y 38 líneas.

En las siguientes figuras se muestran los nudos que la componen y su situación geográfica.

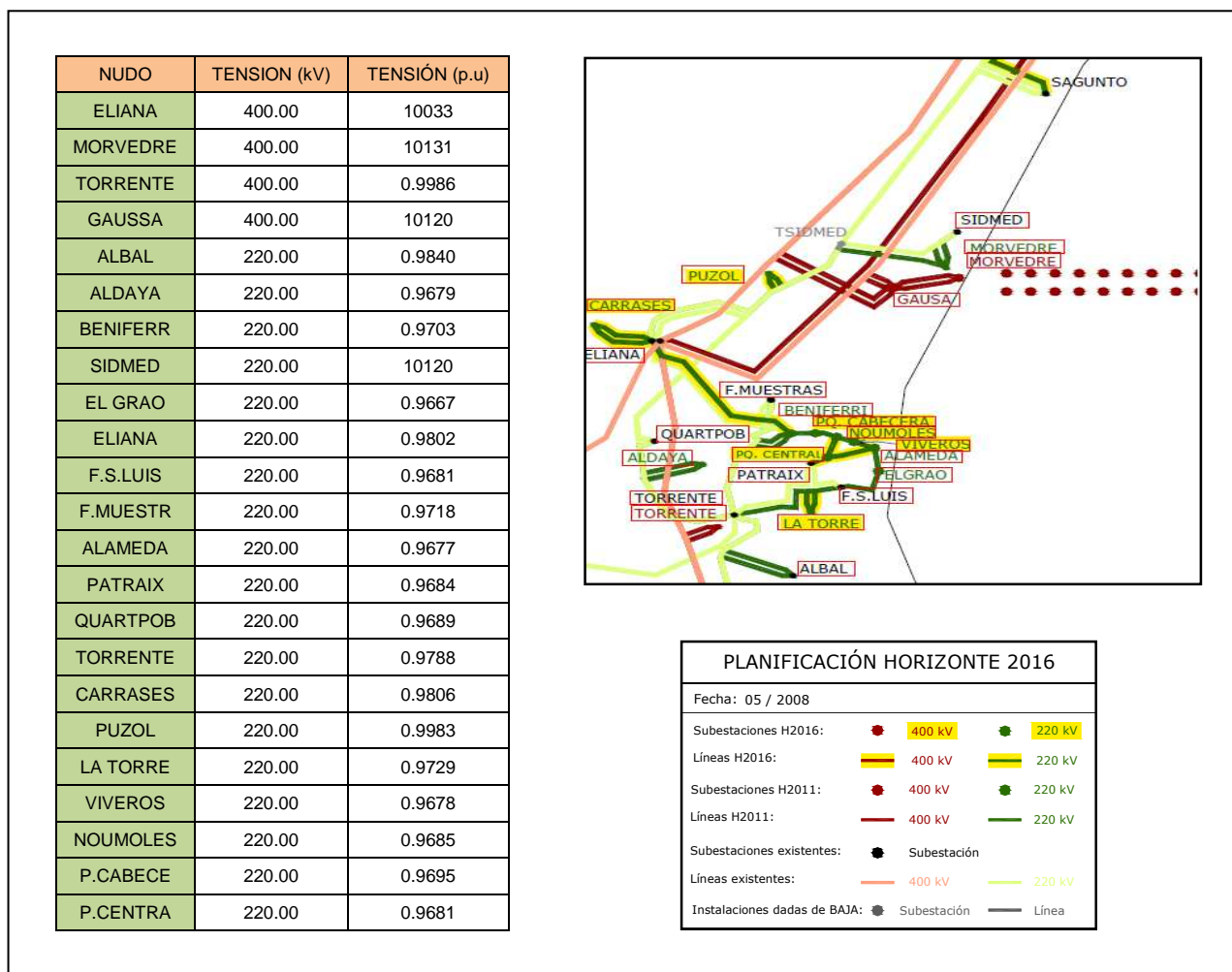


Figura 103. Nudos y situación del área 30. Fuente:REE

Se han seleccionado estos núcleos urbanos por ser los tres de mayor demanda, que pueden dar lugar a resultados más restrictivos, y que además, como se puede comprobar en la información proporcionada en el anexo E, son las ciudades con mayor PIB y mayor densidad de población, además de ser las ciudades españolas donde mayores esfuerzos se están realizando para el desarrollo del vehículo eléctrico, llevando a cabo importantes esfuerzos de construcción de infraestructuras de recarga, regulatorios y de información y facilidades para el futuro consumidor (como por ejemplo el Proyecto Movele)



CAPITULO 5: ESTIMACIÓN DE LAS POSIBILIDADES DE INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN 2020. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

Tras el análisis en PSS/E mediante estudio estático del comportamiento del sistema al incrementar la demanda en las citadas áreas de estudio, se presentan a continuación los resultados obtenidos para los tres escenarios planteados:

5.1 ESCENARIO 1

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos de incremento de demanda por zona y capacidad de integración de vehículos eléctricos por área, en situación de plena disponibilidad (N):

Escenario 1					
AREA DE ESTUDIO	Demanda inicial (MW)	Demanda final (MW)	Incremento de demanda (MW)	Nº de VE cargando simultáneamente	Nº de VE total por área
A10, Núcleo urbano de Madrid	1017,13	7021,45	6004,32	1200864	2401728
A20, Núcleo urbano de Barcelona	914,71	5117,17	4202,46	840492	1680984

Tabla 6. Resultados del escenario 1.

- En el área A10 se ha podido incrementar un total de 6004.32 MW, y en el A20 un total de 4202.46 MW, en ambos casos, sin que ninguna de las variables de control que caracterizan el estado del sistema se sitúen fuera de los márgenes de funcionamiento normal establecidos por el P.O.1.1., cuyos valores se muestran a continuación.

Teniendo en cuenta esta información y las consideraciones expuestas en el punto anterior respecto al consumo de cada tipo de recarga, en las dos áreas de estudio se podrían recargar simultáneamente 2.041.356 vehículos eléctricos; por tanto, utilizando un factor del 50% de simultaneidad en la recarga, el número total de vehículos eléctricos en los núcleos urbanos de Madrid y Barcelona ascendería a 4.082.712 de vehículos eléctricos, que junto con los 1.500.000 vehículos eléctricos que se consideran admisibles por el resto del sistema, en 2020 la red de transporte tendría capacidad para **5.582.712** vehículos eléctricos²³, valor muy superior al estimado anteriormente, que pone de manifiesto la idoneidad de las horas valle (por la noche) para la recarga de los vehículos eléctricos, no solo por la mayor capacidad de integración de la red de transporte sino por el aplanamiento de la curva de demanda, las posibilidades de integración de energías renovables, y en definitiva, mayor eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

²³ Cabe destacar que si sólo se hubiese tenido en cuenta recarga rápida en los cálculos, el número total de VE que se podrían recargar simultáneamente se hubiese reducido a 170.113 VE, es decir, un 97% menos.



A continuación se muestran, para cada una de las áreas, las variables de control que caracterizan el estado del sistema tras el incremento de demanda, así como a la generación conectada y los intercambios de energía entre cada una de las áreas del sistema peninsular.

▪ A10, Núcleo urbano de Madrid

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
14052	FUENCARR	400	10	1,0183	407,33
24001	VALDEBEB	220	10	0,9698	213,36
24002	AENA	220	10	0,9727	214
24018	AZCA	220	10	0,9696	213,31
24026	AGUACATE	220	10	0,9732	214,1
24031	CASACAMP	220	10	0,9722	213,89
24033	CERPLATA	220	10	0,9787	215,31
24036	CDEPORTI	220	10	0,9708	213,57
24037	CAMPONAC	220	10	0,9689	213,16
24042	CANILLEJ	220	10	0,9726	213,96
24047	COLIMPIC	220	10	0,9792	215,42
24050	COSLADA	220	10	0,9743	214,35
24053	CVALMANZ	220	10	0,9692	213,22
24054	PRADOLON	220	10	0,9741	214,3
24059	EL COTO	220	10	0,97	213,4
24063	ARGANZUE	220	10	0,9732	214,11
24068	EL PILAR	220	10	0,9711	213,63
24072	LA ESTRE	220	10	0,9733	214,12
24105	HORTALEZ	220	10	0,9688	213,15
24171	MBECERRA	220	10	0,9661	212,53
24172	MEDIODIA	220	10	0,9765	214,83
24173	MAZARRED	220	10	0,9731	214,08
24176	MELANCOL	220	10	0,973	214,07
24178	MIRASIER	220	10	0,9732	214,1
24190	NORTE	220	10	0,9704	213,48
24203	PALAFOX	220	10	0,9727	214
24212	POLIGONC	220	10	0,9731	214,08
24215	PROSPERI	220	10	0,9664	212,6
24219	PRINCESA	220	10	0,9775	215,05
24234	SANCHINA	220	10	0,9737	214,22
24237	S.ROQUE	220	10	0,9739	214,27
24246	SIMANCAS	220	10	0,9719	213,83
24345	VALLECAS	220	10	0,9788	215,34
24350	VENTAS	220	10	0,9734	214,14
24360	VILLAYER	220	10	0,9868	217,09
99936	VILLAV.E	220	10	0,9861	216,94
99965	LISTA	220	10	0,9729	214,05
99971	RETIRO	220	10	0,9731	214,09

Tabla 7. Tensión en nudos del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga en las líneas.

Línea								CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
Nº NUDO _i	NUDO _i	TENSIÓN A.T. _i	AREA _i	Nº NUDO _f	NUDO _f	TENSIÓN A.T. _f	AREA _f				
24030	ET.CERR2	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	441,7	451	97,9
24031	CASACAMP	220	10	24190	NORTE	220	10	2	426,1	440	96,8
24036	CDEPORTI	220	10	24085	FUENCARR	220	4	1	413,6	440	94
24085	FUENCARR	220	4	24234	SANCHINA	220	10	2	273,5	301	90,9
24226	RIBAS	220	4	24345	VALLECAS	220	10	1	208,9	230	90,8
24018	AZCA	220	10	24190	NORTE	220	10	1	392,7	440	89,2
24033	CERPLATA	220	10	24219	PRINCESA	220	10	1	390	440	88,6
24059	EL COTO	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	373,4	440	84,9
24018	AZCA	220	10	24105	HORTALEZ	220	10	1	371,9	440	84,5
24054	PRADOLON	220	10	24063	ARGANZUE	220	10	1	364,4	440	82,8
24054	PRADOLON	220	10	24223	PQINGENI	220	4	1	363,4	440	82,6
24172	MEDIODIA	220	10	24219	PRINCESA	220	10	1	359,9	440	81,8
24345	VALLECAS	220	10	99951	BERROCAL	220	4	1	184,8	230	80,4
24053	CVALMANZ	220	10	24215	PROSPERI	220	10	1	176,9	229	77,2
24172	MEDIODIA	220	10	24173	MAZARRED	220	10	1	330,1	440	75
24072	LA ESTRE	220	10	24185	MORATA	220	4	1	284,7	380	74,9
24030	ET.CERR2	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	436,5	600	72,8
24031	CASACAMP	220	10	24227	PRAHONAL	220	4	1	317,4	440	72,1
24178	MIRASIER	220	10	99966	VALLARCI	220	4	1	234,4	340	69
24068	EL PILAR	220	10	24085	FUENCARR	220	4	2	302,8	440	68,8
24173	MAZARRED	220	10	24176	MELANCOL	220	10	1	356,3	539	66,1
24049	CONGOSTO	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	223,9	340	65,8
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	1	348,7	539	64,7
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	2	348,7	539	64,7
24049	CONGOSTO	220	4	24050	COSLADA	220	10	1	208	340	61,2
24047	COLIMPIC	220	10	24078	MERCEDES	220	4	1	267,8	440	60,9
24042	CANILLEJ	220	10	24050	COSLADA	220	10	1	351,5	580	60,6
24042	CANILLEJ	220	10	24050	COSLADA	220	10	2	351,5	580	60,6
24050	COSLADA	220	10	99849	LOECHES2	220	4	2	349,5	580	60,3
24037	CAMPONAC	220	10	24059	EL COTO	220	10	1	260,2	440	59,1
24031	CASACAMP	220	10	24365	VILLAVIC	220	4	2	259,7	440	59
24050	COSLADA	220	10	24153	LOSCERRO	220	4	1	337,8	580	58,2
24347	TVELASC2	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	385,3	662	58,2
24032	ET.CERR1	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	255,6	440	58,1
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	242	440	55
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	2	242	440	55
24350	VENTAS	220	10	99967	LASMATAS	220	4	1	152,6	280	54,5
24085	FUENCARR	220	4	24237	S.ROQUE	220	10	1	203,4	382	53,2
24103	ELHORNIL	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	387,3	730	53,1
24001	VALDEBEB	220	10	24002	AENA	220	10	1	228,5	440	51,9
24072	LA ESTRE	220	10	99965	LISTA	220	10	1	279,9	539	51,9
24072	LA ESTRE	220	10	24325	TVICALVA	220	4	1	341,9	662	51,7
24050	COSLADA	220	10	24348	VDCARROS	220	4	1	171,2	340	50,3

Tabla 8. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga de transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
14052	FUENCARR	400	10	1	440,4	600	73,4
14052	FUENCARR	400	10	2	246,2	450	54,7
99936	VILLAV.E	220	10	1	344	600	57,3
99936	VILLAV.E	220	10	2	344	600	57,3

Tabla 9. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).



▪ **A20, Núcleo urbano de Barcelona.**

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
13058	GRAMANET	400	20	1,0325	412,99
23010	BADALONA	220	20	0,9985	219,67
23025	BSONUEVO	220	20	0,9988	219,73
23045	CANYET	220	20	1,0222	224,89
23046	AEBARCEL	220	20	1,0167	223,67
23048	CARIGALT	220	20	1,0200	224,39
23072	EIXAMPLE	220	20	0,9963	219,19
23104	GRAMANET	220	20	0,995	218,91
23106	GUIXERES	220	20	1,0218	224,8
23110	HOSPITLET	220	20	1,0174	223,82
23132	LES CORT	220	20	1,0189	224,17
23150	MARAGALL	220	20	1,0189	224,15
23153	MATA	220	20	0,9964	219,22
23191	MOTORS	220	20	1,0172	223,79
23193	NUDOVIAR	220	20	1,0190	224,17
23199	TANGCATA	220	20	0,9977	219,5
23260	S.ANDREU	220	20	1,0206	224,53
23266	SARRIA	220	20	1,0194	224,27
23267	SAGRERA	220	20	0,9974	219,42
23285	S.JUST	220	20	1,0204	224,49
23301	BAROVIVE	220	20	1,0211	224,64
23363	TRINITAT	220	20	1,0205	224,5
23385	URGELL	220	20	1,0191	224,2
23396	ZONAFRAN	220	20	1,0177	223,9
23397	ZAL	220	20	1,0177	223,9
23400	VILANOVA	220	20	0,9964	219,2
99802	DESVERN	220	20	1,0205	224,5
99803	DESVERN	400	20	1,0293	411,7
99844	VERNEDA	220	20	0,997	219,34
99846	CORNELLA	220	20	1,0173	223,81
99847	CERDA	220	20	1,0176	223,86
99848	VALDONCE	220	20	1,0191	224,2
99876	N.STACOL	220	20	1,0219	224,82
99878	NOUBARRI	220	20	1,0196	224,3
99880	LESSEPS	220	20	1,0196	224,32
99883	FACULTAT	220	20	1,0195	224,3

Tabla 10. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga en las líneas.

Línea								CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
Nº NUDO <i>i</i>	NUDO <i>i</i>	TENSIÓN A.T. <i>i</i>	AREA <i>i</i>	Nº NUDO <i>f</i>	NUDO <i>f</i>	TENSIÓN A.T. <i>f</i>	AREA <i>f</i>				
23301	BAROVIVE	220	20	99876	N.STACOL	220	20	1	455,6	460	99,1
23007	AENOESTE	220	3	23046	AEBARCEL	220	20	1	449,5	460	97,7
23301	BAROVIVE	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	437	460	95
23010	BADALONA	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	219,6	233	94,3
23025	BSONUEVO	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	356,8	400	89,2
23193	NUDOVIAR	220	20	23397	ZAL	220	20	1	437,2	500	87,4
23260	S.ANDREU	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	355,3	414	85,8
23072	EIXAMPLE	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	197,3	233	84,7
3022	BSONUEVO	15.0	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	301,3	369	81,6
23025	BSONUEVO	220	20	23400	VILANOVA	220	20	1	316,2	400	79
3221	ZONAFRAN	15.0	3	23396	ZONAFRAN	220	20	1	380,6	500	76,1
3025	BSONUEVO	15.0	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	272,4	369	73,8
3026	BSONUEVO	15.0	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	272,4	369	73,8
23193	NUDOVIAR	220	20	23361	TRSNTBOI	220	3	1	348,5	500	69,7
23193	NUDOVIAR	220	20	23361	TRSNTBOI	220	3	2	348,5	500	69,7
3508	BESOS	21.0	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	311,7	500	62,3
23150	MARAGALL	220	20	23363	TRINITAT	220	20	2	284,4	460	61,8
23363	TRINITAT	220	20	99880	LESSEPS	220	20	1	237,7	400	59,4
23153	MATA	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	236,1	400	59
23045	CANYET	220	20	23106	GUIXERES	220	20	1	242,1	412	58,8
23363	TRINITAT	220	20	99878	NOUBARRI	220	20	1	255,8	460	55,6
23045	CANYET	220	20	23282	S.FOST	220	3	1	357,1	710	50,3

Tabla 11. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 1, en situación de plena disponibilidad (N).

▪ Matriz de intercambio de potencias entre las distintas áreas.

TO AREA	1	2	3	4	5	6	7	8	10	20
FROM AREA*										
1 *		2360				539				
NOROESTE *		-618				547				
2 *	-2360		-28	1706		415		-491		
NORTE *	618		-52	-580		590		242		
3 *		28		-24				-1636		5125
ESTE *		52		-37				611		278
4 *	-1706		24		-2200	131			7039	
CENTRO *	580		37		428	182			1320	
5 *				2200		47	580			
SUR *				-428		300	-243			
6 *	-539	-415		-131	-47					
PORTUGAL *	-547	-590		-182	-300					
7 *					-580					
MARRUECO *					243					
8 *		491	1636							
FRANCIA *		-242	-611							
10 *				-7039						
NUR_MADR *				-1320						
20 *				-5125						
NUR_BARC *				-278						

Figura 104. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 1.



5.2 ESCENARIO 2:

Este escenario se ha situado en la punta de invierno, por lo que previsiblemente el aumento de demanda que se podría realizar en este caso, será notablemente inferior al caso anterior. Los resultados obtenidos en situación de plena disponibilidad (N), se muestran a continuación:

Escenario 2					
AREA DE ESTUDIO	Demanda inicial (MW)	Demanda final (MW)	Incremento de demanda (MW)	Nº de VE cargando simultáneamente	Nº de VE total por área
A10, Núcleo urbano de Madrid	3233,4	6622,88	3389,48	367194	734387
A20, Núcleo urbano de Barcelona	3025,1	6257,91	3232,81	350221	700442

Tabla 12. Resultados del escenario 2.

- En el área A10 se ha podido incrementar un total de 3389.48 MW, y en el A20 un total de 3232.81 MW, igualmente en ambos casos, sin que ninguna de las variables de control que caracterizan el estado del sistema se sitúen fuera de los márgenes de funcionamiento normal establecidos por el P.O.1.1., cuyos valores se muestran a continuación.

A la vista de los resultados y las consideraciones expuestas en el punto anterior respecto al consumo de cada tipo de recarga, en las dos áreas de estudio se podrían recargar simultáneamente 717.415 vehículos eléctricos; por tanto, con un factor del 50% de simultaneidad en la recarga, el número total de vehículos eléctricos en los núcleos urbanos de Madrid y Barcelona ascendería a 1.434.830 vehículos eléctricos, que junto con los 1.500.000 V.E. que se consideran admisibles por el resto del sistema, en 2020 la red de transporte tendría capacidad para **2.934.830** vehículos eléctricos²⁴, valor muy similar al estimado anteriormente.

Cabe destacar la notable reducción de la capacidad de la red de transporte para la integración de vehículos eléctricos, con un valor de casi 65%, por situarse este escenario en las horas punta de demanda.

A continuación, como en el escenario anterior, se muestran, para cada una de las áreas, las variables de control que caracterizan el estado del sistema tras el incremento de demanda, así como a la generación conectada y los intercambios de energía entre cada una de las áreas del sistema peninsular.

²⁴ Cabe destacar que si solo se hubiese tenido en cuenta recarga rápida en los cálculos, el número total de VE que se podrían recargar simultáneamente se hubiese reducido a 110.372 VE, es decir, un 85% menos.



▪ **A10, Núcleo urbano de Madrid.**

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
14052	FUENCARR	400	10	0.9848	393.92
24001	VALDEBEB	220	10	0.9695	213.29
24002	AENA	220	10	0.9723	213.91
24018	AZCA	220	10	0.9669	212.71
24026	AGUACATE	220	10	0.9711	213.64
24031	CASACAMP	220	10	0.9680	212.95
24033	CERPLATA	220	10	0.9689	213.17
24036	CDEPORTI	220	10	0.9727	213.99
24037	CAMPONAC	220	10	0.9677	212.90
24042	CANILLEJ	220	10	0.9702	213.45
24047	COLIMPIC	220	10	0.9829	216.25
24050	COSLADA	220	10	0.9716	213.76
24053	CVALMANZ	220	10	0.9682	212.99
24054	PRADOLON	220	10	0.9731	214.08
24059	EL COTO	220	10	0.9684	213.05
24063	ARGANZUE	220	10	0.9723	213.91
24068	EL PILAR	220	10	0.9726	213.97
24072	LA ESTRE	220	10	0.9732	214.10
24105	HORTALEZ	220	10	0.9675	212.84
24171	MBECERRA	220	10	0.9653	212.37
24172	MEDIODIA	220	10	0.9679	212.93
24173	MAZARRED	220	10	0.9674	212.84
24176	MELANCOL	220	10	0.9718	213.79
24178	MIRASIER	220	10	0.9738	214.24
24190	NORTE	220	10	0.9668	212.69
24203	PALAFOX	220	10	0.9722	213.89
24212	POLIGONC	220	10	0.9706	213.52
24215	PROSPERI	220	10	0.9655	212.42
24219	PRINCESA	220	10	0.9682	213.00
24234	SANCHINA	220	10	0.9751	214.52
24237	S.ROQUE	220	10	0.9753	214.56
24246	SIMANCAS	220	10	0.9698	213.35
24345	VALLECAS	220	10	0.9823	216.10
24350	VENTAS	220	10	0.9703	213.46
24360	VILLAYER	220	10	0.9758	214.67
99936	VILLAV.E	220	10	0.9860	216.92
99965	LISTA	220	10	0.9727	214.00
99971	RETIRO	220	10	0.9729	214.03

Tabla 13. Tensión en nudos del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga en las líneas

Línea								CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
Nº NUDO <i>i</i>	NUDO <i>i</i>	TENSIÓN A.T. <i>i</i>	AREA <i>i</i>	Nº NUDO <i>f</i>	NUDO <i>f</i>	TENSIÓN A.T. <i>f</i>	AREA <i>f</i>				
24054	PRADOLON	220	10	24063	ARGANZUE	220	10	1	432,2	440	98,2
24054	PRADOLON	220	10	24223	PQINGENI	220	4	1	432,2	440	98,2
24030	ET.CERR2	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	433,3	451	96,1
24031	CASACAMP	220	10	24190	NORTE	220	10	2	422,5	440	96
24053	CVALMANZ	220	10	24215	PROSPERI	220	10	1	216,5	229	94,6
24059	EL COTO	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	406,7	440	92,4
24072	LA ESTRE	220	10	24185	MORATA	220	4	1	326,6	380	85,9
24033	CERPLATA	220	10	24219	PRINCESA	220	10	1	358,2	440	81,4
24031	CASACAMP	220	10	24227	PRAHONAL	220	4	1	328,6	440	74,7
24050	COSLADA	220	10	99849	LOECHES2	220	4	2	426,9	580	73,6
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	1	394,5	539	73,2
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	2	394,5	539	73,2
24030	ET.CERR2	220	4	24360	VILLAVER	220	10	1	429,2	600	71,5
24050	COSLADA	220	10	24153	LOSCERRO	220	4	1	397,8	580	68,6
24036	CDEPORTI	220	10	24085	FUENCARR	220	4	1	295,8	440	67,2
24226	RIBAS	220	4	24345	VALLECAS	220	10	1	152,7	230	66,4
24037	CAMPONAC	220	10	24059	EL COTO	220	10	1	287	440	65,2
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	286,5	440	65,1
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	2	286,5	440	65,1
24063	ARGANZUE	220	10	24176	MELANCOL	220	10	1	282,6	440	64,2
24031	CASACAMP	220	10	24365	VILLAVIC	220	4	2	278,2	440	63,2
24042	CANILLEJ	220	10	24050	COSLADA	220	10	1	357,5	580	61,6
24042	CANILLEJ	220	10	24050	COSLADA	220	10	2	357,5	580	61,6
24085	FUENCARR	220	4	24234	SANCHINA	220	10	2	183,7	301	61
24347	TVELASC2	220	4	24360	VILLAVER	220	10	1	399	662	60,3
24350	VENTAS	220	10	99967	LASMATAS	220	4	1	163	280	58,2
24302	TORRECIL	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	1	216,7	380	57
24032	ET.CERR1	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	249,7	440	56,7
24053	CVALMANZ	220	10	24250	SS REYES	220	4	1	337,6	600	56,3
24072	LA ESTRE	220	10	24325	TVICALVA	220	4	1	373	662	56,3
24068	EL PILAR	220	10	24085	FUENCARR	220	4	2	245,6	440	55,8
24072	LA ESTRE	220	10	99965	LISTA	220	10	1	282,8	539	52,5
24103	ELHORNIL	220	4	24360	VILLAVER	220	10	1	382,3	730	52,4
24002	AENA	220	10	24250	SS REYES	220	4	1	223,7	440	50,8
24345	VALLECAS	220	10	99951	BERROCAL	220	4	1	116,1	230	50,5

Tabla 14. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga de transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
14052	FUENCARR	400	10	1	440,4	600	73,4
14052	FUENCARR	400	10	2	246,2	450	54,7
99936	VILLAV.E	220	10	1	344	600	57,3
99936	VILLAV.E	220	10	2	344	600	57,3

Tabla 15. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).



▪ **A20 núcleo urbano de Barcelona.**

- Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
13058	GRAMANET	400	20	0.9831	393.24
23010	BADALONA	220	20	0.9980	219.55
23025	BSONUEVO	220	20	0.9983	219.62
23045	CANYET	220	20	0.9692	213.23
23046	AEBARCEL	220	20	0.9801	215.61
23048	CARIGALT	220	20	0.9672	212.79
23072	EIXAMPLE	220	20	0.9958	219.08
23104	GRAMANET	220	20	0.9966	219.25
23106	GUIXERES	220	20	0.9686	213.09
23110	HOSPITLET	220	20	0.9800	215.59
23132	LES CORT	220	20	0.9658	212.48
23150	MARAGALL	220	20	0.9657	212.46
23153	MATA	220	20	0.9958	219.07
23191	MOTORS	220	20	0.9801	215.63
23193	NUDOVIAR	220	20	0.9783	215.23
23199	TANGCATA	220	20	0.9970	219.34
23260	S.ANDREU	220	20	0.9673	212.81
23266	SARRIA	220	20	0.9663	212.58
23267	SAGRERA	220	20	0.9967	219.27
23285	S.JUST	220	20	0.9677	212.89
23301	BAROVIVE	220	20	0.9680	212.96
23363	TRINITAT	220	20	0.9672	212.79
23385	URGELL	220	20	0.9661	212.53
23396	ZONAFRAN	220	20	0.9815	215.93
23397	ZAL	220	20	0.9810	215.83
23400	VILANOVA	220	20	0.9959	219.09
99802	DESVERN	220	20	0.9678	212.93
99803	DESVERN	400	20	0.9808	392.34
99844	VERNEDA	220	20	0.9973	219.41
99846	CORNELLA	220	20	0.9801	215.63
99847	CERDA	220	20	0.9810	215.82
99848	VALDONCE	220	20	0.9661	212.54
99876	N.STACOL	220	20	0.9688	213.14
99878	NOUBARRI	220	20	0.9663	212.58
99880	LESSEPS	220	20	0.9663	212.58
99883	FACULTAT	220	20	0.9666	212.65

Tabla 16. Tensión en nudos del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga en las líneas.

Línea								CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
Nº NUDO _i	NUDO _i	TENSIÓN A.T. _i	AREA _i	Nº NUDO _f	NUDO _f	TENSIÓN A.T. _f	AREA _f				
23025	BSONUEVO	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	377,3	400	94,3
23010	BADALONA	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	214,2	233	91,9
23301	BAROVIVE	220	20	99876	N.STACOL	220	20	1	421,6	460	91,7
3221	ZONAFRAN	15	3	23396	ZONAFRAN	220	20	1	439,7	500	87,9
23072	EIXAMPLE	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	200,8	233	86,2
23301	BAROVIVE	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	395,8	460	86,1
23025	BSONUEVO	220	20	23400	VILANOVA	220	20	1	334,9	400	83,7
3999	ZONAFRAN	21	3	23396	ZONAFRAN	220	20	1	403,7	500	80,7
23245	RUBI	220	3	99876	N.STACOL	220	20	1	304,6	380	80,1
23245	RUBI	220	3	99876	N.STACOL	220	20	2	304,6	380	80,1
23153	MATA	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	316,9	400	79,2
3022	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	291	369	78,9
3508	BESOS	21	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	382,6	500	76,5
3510	BESOS	21	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	382,6	500	76,5
23048	CARIGALT	220	20	99802	DESVERN	220	20	1	252,4	350	72,1
3025	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	260,2	369	70,5
3026	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	260,2	369	70,5
23396	ZONAFRAN	220	20	99847	CERDA	220	20	1	346,4	500	69,3
23045	CANYET	220	20	23106	GUIXERES	220	20	1	278,9	412	67,7
23048	CARIGALT	220	20	23385	URGELL	220	20	1	256,3	415	61,8
23255	SANTS	220	3	99846	CORNELLA	220	20	1	298,4	500	59,7
23110	HOSPLET	220	20	23265	VILADECA	220	3	1	212,8	360	59,1
23110	HOSPLET	220	20	23265	VILADECA	220	3	2	212,8	360	59,1
23048	CARIGALT	220	20	99883	FACULTAT	220	20	1	220,3	400	55,1
23255	SANTS	220	3	99847	CERDA	220	20	1	269,1	500	53,8
23363	TRINITAT	220	20	99878	NOUBARRI	220	20	1	242,1	460	52,6
23208	PC_FAVE2	220	3	23260	S.ANDREU	220	20	1	242	469	51,6
23260	S.ANDREU	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	213,7	414	51,6

Tabla 17. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga de transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
99802	DESVERN	220	20	1	552	600	92
99802	DESVERN	220	20	2	552	600	92
99803	DESVERN	400	20	1	550	600	91,7
99803	DESVERN	400	20	2	550	600	91,7



Tabla 18. Sobrecarga en transformadores del área 20 del escenario 2, en situación de plena disponibilidad (N).

▪ **Matriz de intercambio de potencias entre las distintas áreas.**

	TO AREA	1	2	3	4	5	10	20
FROM AREA	*							
1	*		4102					
NOROESTE	*		-257					
	*							
2	*	-4102		1096	3410			
NORTE	*	257		-312	-15			
	*							
3	*		-1096		513			6271
ESTE	*		312		-81			340
	*							
4	*		-3410	-513		-541	6641	
CENTRO	*		15	81		107	885	
	*							
5	*				541			
SUR	*				-107			
	*							
10	*				-6641			
NUR_MADR	*				-885			
	*							
20	*			-6271				
NUR_BARC	*			-340				
	*							

Figura 105. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 2.



5.3 ESCENARIO 3:

Este último escenario se ha situado en horas punta de verano, estación más limitativa, debido a la menor capacidad de transporte de las líneas, motivo por el cual se ha añadido un área de estudio susceptible de tener mayor demanda durante este periodo, como es el núcleo urbano de Valencia (A30). Los resultados obtenidos en situación de plena disponibilidad (N), son los siguientes:

Escenario 3					
AREA DE ESTUDIO	Demanda inicial (MW)	Demanda final (MW)	Incremento de demanda (MW)	Nº de VE cargando simultáneamente	Nº de VE total por área
A10, Núcleo urbano de Madrid	3236,74	5785,03	2548,29	276065	552130
A20, Núcleo urbano de Barcelona	3025,13	5106,15	2081,02	225444	450888
A30, Núcleo urbano de Valencia	2447,4	3686,87	1239,47	134276	268552

Tabla 19. Resultados del escenario 3.

- En el área A10 se ha podido incrementar un total de 2548.29 MW, en el A20 un total de 2081.02 MW y en el A30 un total de 1239.47 MW. Todas variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos por el P.O.1.1. , como se mostrará a continuación.

Por tanto, se puede concluir que en las tres áreas de estudio se podrían recargar simultáneamente 635.785 vehículos eléctricos, que ascendería a 1.271.570 con un factor del 50% de simultaneidad en la recarga. Finalmente, si a este valor se le añaden el 1.500.000 de vehículos eléctricos que se consideran admisibles por el resto del sistema, en 2020 la red de transporte tendría capacidad para **2.771.570** vehículos eléctricos²⁵, valor ligeramente inferior al estimado de 3 millones de vehículos eléctricos.

A continuación, como en los escenarios anteriores, se muestran, para cada una de las áreas, las variables de control que caracterizan el estado del sistema tras el incremento de demanda, así como a la generación conectada y los intercambios de energía entre cada una de las áreas del sistema peninsular.

²⁵ Cabe destacar que si solo se hubiese tenido en cuenta recarga rápida en los cálculos, el número total de VE que se podrían recargar simultáneamente se hubiese reducido a 97.814 VE, es decir, un 85% menos.



▪ **A10, Núcleo urbano de Madrid.**

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
14052	FUENCARR	400	10	0,9955	398,2
24001	VALDEBEB	220	10	0,9799	215,57
24002	AENA	220	10	0,9819	216,02
24018	AZCA	220	10	0,9782	215,19
24026	AGUACATE	220	10	0,9838	216,44
24031	CASACAMP	220	10	0,9798	215,56
24033	CERPLATA	220	10	0,9805	215,71
24036	CDEPORTI	220	10	0,9898	217,75
24037	CAMPONAC	220	10	0,9788	215,35
24042	CANILLEJ	220	10	0,9819	216,03
24047	COLIMPIC	220	10	0,9964	219,2
24050	COSLADA	220	10	0,9834	216,34
24053	CVALMANZ	220	10	0,9788	215,33
24054	PRADOLON	220	10	0,9852	216,74
24059	EL COTO	220	10	0,9797	215,53
24063	ARGANZUE	220	10	0,9844	216,58
24068	EL PILAR	220	10	0,9897	217,73
24072	LA ESTRE	220	10	0,985	216,7
24105	HORTALEZ	220	10	0,9784	215,25
24171	MBECERRA	220	10	0,9761	214,75
24172	MEDIODIA	220	10	0,9794	215,46
24173	MAZARRED	220	10	0,9792	215,43
24176	MELANCOL	220	10	0,984	216,47
24178	MIRASIER	220	10	0,991	218,01
24190	NORTE	220	10	0,9783	215,23
24203	PALAFOX	220	10	0,9841	216,5
24212	POLIGONC	220	10	0,9836	216,4
24215	PROSPERI	220	10	0,9764	214,82
24219	PRINCESA	220	10	0,9796	215,52
24234	SANCHINA	220	10	0,9922	218,29
24237	S.ROQUE	220	10	0,9924	218,33
24246	SIMANCAS	220	10	0,9814	215,91
24345	VALLECAS	220	10	0,996	219,13
24350	VENTAS	220	10	0,9838	216,43
24360	VILLAVER	220	10	0,9878	217,31
99936	VILLAV.E	220	10	0,999	219,78
99965	LISTA	220	10	0,9846	216,61
99971	RETIRO	220	10	0,9848	216,65

Tabla 20. Tensión en nudos del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecargas en líneas.

Nº NUDO _i	NUDO _i	Línea						CT K	CARG A	RATIO A	SOBRECARGA (%)
		TENSIÓN A.T. _i	AREA _i	Nº NUDO _f	NUDO _f	TENSIÓN A.T. _f	AREA _f				
24002	AENA	220	10	24250	SS REYES	220	4	1	213.9	280.0	76.4
24002	AENA	220	10	24250	SS REYES	220	4	2	213.9	330.0	64.8
24026	AGUACATE	220	10	24223	PQINGENI	220	4	1	282.4	539.0	52.4
24030	ET.CERR2	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	440.1	451.0	97.6
24030	ET.CERR2	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	435.6	470.0	92.7
24031	CASACAMP	220	10	24173	MAZARRED	220	10	1	268.5	280.0	95.9
24031	CASACAMP	220	10	24227	PRAHONAL	220	4	1	250.8	290.0	86.5
24031	CASACAMP	220	10	24365	VILLAVIC	220	4	2	212.9	290.0	73.4
24032	ET.CERR1	220	4	24033	CERPLATA	220	10	1	253.9	440.0	57.7
24033	CERPLATA	220	10	24219	PRINCESA	220	10	1	375.3	440.0	85.3
24036	CDEPORTI	220	10	24085	FUENCARR	220	4	1	234.6	440.0	53.3
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	225.6	440.0	51.3
24042	CANILLEJ	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	2	225.6	440.0	51.3
24050	COSLADA	220	10	24153	LOSCERRO	220	4	1	389.9	580.0	67.2
24050	COSLADA	220	10	99849	LOECHES2	220	4	2	419.0	580.0	72.2
24053	CVALMANZ	220	10	24105	HORTALEZ	220	10	1	226.0	440.0	51.4
24053	CVALMANZ	220	10	24215	PROSPERI	220	10	1	182.7	229.0	79.8
24053	CVALMANZ	220	10	24250	SS REYES	220	4	1	320.3	470.0	68.1
24054	PRADOLON	220	10	24063	ARGANZUE	220	10	1	332.2	440.0	75.5
24054	PRADOLON	220	10	24223	PQINGENI	220	4	1	391.8	440.0	89.1
24059	EL COTO	220	10	24246	SIMANCAS	220	10	1	334.9	440.0	76.1
24063	ARGANZUE	220	10	24176	MELANCOL	220	10	1	275.0	440.0	62.5
24072	LA ESTRE	220	10	24185	MORATA	220	4	1	310.9	330.0	94.2
24072	LA ESTRE	220	10	24325	TVICALVA	220	4	1	421.2	446.0	94.4
24072	LA ESTRE	220	10	99965	LISTA	220	10	1	323.7	539.0	60.1
24085	FUENCARR	220	4	24178	MIRASIER	220	10	1	235.2	320.0	73.5
24103	ELHORNIL	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	318.8	560.0	56.9
24174	MERCAMAD	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	244.7	470.0	52.1
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	1	403.0	539.0	74.8
24223	PQINGENI	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	2	403.0	539.0	74.8
24226	RIBAS	220	4	24345	VALLECAS	220	10	1	110.2	190.0	58.0
24302	TORRECIL	220	4	99936	VILLAV.E	220	10	1	207.1	330.0	62.8
24347	TVELASC2	220	4	24360	VILLAYER	220	10	1	363.8	421.0	86.4
24350	VENTAS	220	10	99967	LASMATAS	220	4	1	181.7	250.0	72.7

Tabla 21. Sobrecarga en líneas del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga de transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
14052	FUENCARR	400	10	1	423.2	600.0	70.5
14052	FUENCARR	400	10	2	237.1	450.0	52.7
99936	VILLAV.E	220	10	1	430.7	600.0	71.8
99936	VILLAV.E	220	10	2	430.7	600.0	71.8

Tabla 22. Sobrecarga en transformadores del área 10 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).



▪ **A20, Núcleo urbano de Barcelona.**

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
13058	GRAMANET	400	20	1,0086	403,45
23010	BADALONA	220	20	1,0158	223,47
23025	BSONUEVO	220	20	1,0159	223,49
23072	EIXAMPLE	220	20	1,0128	222,82
23104	GRAMANET	220	20	1,0136	223
23153	MATA	220	20	1,0128	222,82
23193	NUDOVIAR	220	20	1	220,01
23199	TANGCATA	220	20	1,0145	223,2
23267	SAGRERA	220	20	1,0140	223,08
23396	ZONAFRAN	220	20	1,0014	220,31
23397	ZAL	220	20	1,0011	220,24
23400	VILANOVA	220	20	1,0129	222,85
99803	DESVERN	400	20	1,0063	402,51
99844	VERNEDA	220	20	1,0146	223,22
99847	CERDA	220	20	1,0008	220,17
23045	CANYET	220	20	0,9978	219,53
23046	AEBARCEL	220	20	1,0000	219,99
23048	CARIGALT	220	20	0,9953	218,96
23106	GUIXERES	220	20	0,9972	219,39
23110	HOSPITLET	220	20	0,9994	219,87
23132	LES CORT	220	20	0,9931	218,49
23150	MARAGALL	220	20	0,9939	218,66
23191	MOTORS	220	20	0,9995	219,9
23260	S.ANDREU	220	20	0,9956	219,04
23266	SARRIA	220	20	0,9943	218,75
23285	S.JUST	220	20	0,9953	218,97
23301	BAROVIVE	220	20	0,9969	219,31
23363	TRINITAT	220	20	0,9956	219,03
23385	URGELL	220	20	0,9936	218,59
99802	DESVERN	220	20	0,9958	219,07
99846	CORNELLA	220	20	0,9996	219,91
99848	VALDONCE	220	20	0,9937	218,61
99876	N.STACOL	220	20	0,9977	219,49
99878	NOUBARRI	220	20	0,9945	218,79
99880	LESSEPS	220	20	0,9944	218,77
99883	FACULTAT	220	20	0,9946	218,81

Tabla 23. Tensión en nudos del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga de líneas.

Línea								CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
Nº NUDO _i	NUDO _i	TENSIÓN A.T. _i	AREA _i	Nº NUDO _f	NUDO _f	TENSIÓN A.T. _f	AREA _f				
23245	RUBI	220	3	99876	N.STACOL	220	20	1	258,8	260	99,5
23245	RUBI	220	3	99876	N.STACOL	220	20	2	258,8	260	99,5
23010	BADALONA	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	228	233	97,9
23301	BAROVIVE	220	20	99876	N.STACOL	220	20	1	430,8	460	93,6
3221	ZONAFRAN	15	3	23396	ZONAFRAN	220	20	1	423,4	500	84,7
23301	BAROVIVE	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	387	460	84,1
3999	ZONAFRAN	21	3	23396	ZONAFRAN	220	20	1	409,9	500	82
3022	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	284,2	369	77
23025	BSONUEVO	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	305,9	400	76,5
3508	BESOS	21	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	370	500	74
3510	BESOS	21	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	370	500	74
23048	CARIGALT	220	20	99802	DESVERN	220	20	1	233,3	320	72,9
23396	ZONAFRAN	220	20	99847	CERDA	220	20	1	361,4	500	72,3
3025	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	254,7	369	69
3026	BSONUEVO	15	3	23025	BSONUEVO	220	20	1	254,7	369	69
23110	HOSPITLET	220	20	23265	VILADECA	220	3	1	170,4	250	68,1
23110	HOSPITLET	220	20	23265	VILADECA	220	3	2	170,4	250	68,1
23025	BSONUEVO	220	20	23400	VILANOVA	220	20	1	268,1	400	67
23285	S.JUST	220	20	99802	DESVERN	220	20	1	104,9	160	65,6
23285	S.JUST	220	20	99802	DESVERN	220	20	2	104,9	160	65,6
23048	CARIGALT	220	20	99802	DESVERN	220	20	2	205,1	320	64,1
23072	EIXAMPLE	220	20	23267	SAGRERA	220	20	1	144,9	233	62,2
23255	SANTS	220	3	99846	CORNELLA	220	20	1	306,5	500	61,3
23048	CARIGALT	220	20	23385	URGELL	220	20	1	253,5	415	61,1
23048	CARIGALT	220	20	99802	DESVERN	220	20	3	191,7	320	59,9
23048	CARIGALT	220	20	99802	DESVERN	220	20	4	191,7	320	59,9
23153	MATA	220	20	23199	TANGCATA	220	20	1	236,2	400	59,1
23025	BSONUEVO	220	20	99844	VERNEDA	220	20	1	223,8	414	54,1
23260	S.ANDREU	220	20	23363	TRINITAT	220	20	1	218,9	414	52,9
23255	SANTS	220	3	99847	CERDA	220	20	1	258,4	500	51,7
23048	CARIGALT	220	20	99883	FACULTAT	220	20	1	204,8	400	51,2
23025	BSONUEVO	220	20	23104	GRAMANET	220	20	2	209,4	414	50,6

Tabla 24. Sobrecarga en líneas del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga de transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
99803	DESVERN	400	20	1	538,9	600	89,8
99803	DESVERN	400	20	2	538,9	600	89,8
99802	DESVERN	220	20	1	538,2	600	89,7
99802	DESVERN	220	20	2	538,2	600	89,7

Tabla 25. Sobrecarga en transformadores del área 20 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).



▪ **A30, Núcleo urbano de Valencia.**

○ Tensión en los nudos.

Nº NUDO	NUDO	TENSIÓN A.T.	AREA	TENSIÓN p.u.	TENSIÓN A.T.
14045	ELIANA	400	30	1,0159	406,36
14096	MORVEDRE	400	30	1,0238	409,51
14107	TORRENTE	400	30	1,0108	404,31
14114	GAUSSA	400	30	1,0230	409,22
24004	ALBAL	220	30	1,0022	220,49
24055	SIDMED	220	30	1,0257	225,66
24065	ELIANA	220	30	1,0014	220,3
99864	CARRASES	220	30	1,0018	220,39
99865	PUZOL	220	30	1,0158	223,48
24007	ALDAYA	220	30	0,9895	217,69
24028	BENIFERR	220	30	0,9929	218,44
24058	EL GRAO	220	30	0,9896	217,71
24075	F.S.LUIS	220	30	0,9907	217,95
24076	F.MUESTR	220	30	0,9940	218,69
24117	ALAMEDA	220	30	0,9906	217,93
24208	PATRAIX	220	30	0,9911	218,04
24221	QUARTPOB	220	30	0,9901	217,81
24310	TORRENTE	220	30	0,9983	219,62
99866	LA TORRE	220	30	0,9942	218,72
99867	VIVEROS	220	30	0,9907	217,95
99868	NOUMOLE	220	30	0,9913	218,09
99869	P.CABECE	220	30	0,9922	218,27
99870	P.CENTRA	220	30	0,9909	218

Tabla 26. Tensión en nudos del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).

○ Sobrecarga en las líneas.

Nº NUDO _i	NUDO _i	TENSIÓN A.T. _i	AREA _i	Línea				CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
				Nº NUDO _f	NUDO _f	TENSIÓN A.T. _f	AREA _f				
4133	MORVEDRE	21	4	14096	MORVEDRE	400	30	1	397.3	500.0	79.5
4134	MORVEDRE	21	4	14096	MORVEDRE	400	30	1	397.3	500.0	79.5
4136	MORVEDRE	21	4	14096	MORVEDRE	400	30	1	397.3	500.0	79.5
14025	CATADAU	400	4	14107	TORRENTE	400	30	1	541.7	880.0	61.6
14045	ELIANA	400	30	14107	TORRENTE	400	30	1	479.3	880.0	54.5
24004	ALBAL	220	30	24045	CATADAU	220	4	1	214.6	276.0	77.8
24028	BENIFERR	220	30	24310	TORRENTE	220	30	1	250.1	446.0	56.1
24028	BENIFERR	220	30	99869	P.CABECE	220	30	1	525.2	539.0	97.4
24065	ELIANA	220	30	24076	F.MUESTR	220	30	1	257.3	446.0	57.7
24065	ELIANA	220	30	99865	PUZOL	220	30	1	272.3	369.0	73.8
24075	F.S.LUIS	220	30	99866	LA TORRE	220	30	1	318.9	446.0	71.5
24208	PATRAIX	220	30	24310	TORRENTE	220	30	1	251.1	446.0	56.3
24222	MORVEDRE	220	4	99865	PUZOL	220	30	1	331.7	369.0	89.9
24310	TORRENTE	220	30	99813	TURIS	220	4	1	437.2	446.0	98.0
24310	TORRENTE	220	30	99866	LA TORRE	220	30	1	336.0	446.0	75.3
99868	NOUMOLE	220	30	99869	P.CABECE	220	30	1	423.3	539.0	78.5

Tabla 27. Sobrecarga en líneas del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).



○ Sobrecarga en transformadores.

Nº NUDO	TRANSFORMADOR	TENSIÓN A.T	AREA	CTK	CARGA	RATIO A	SOBRECARGA (%)
14045	ELIANA	400	30	1	373.4	375.0	99.6
14045	ELIANA	400	30	2	307.7	375.0	82.1
14096	MORVEDRE	400	30	1	318.8	600.0	53.1
14096	MORVEDRE	400	30	2	318.8	600.0	53.1
14107	TORRENTE	400	30	1	437.0	600.0	72.8
24065	ELIANA	220	30	1	365.5	375.0	97.5
24065	ELIANA	220	30	2	301.5	375.0	80.4
24310	TORRENTE	220	30	1	429.3	600.0	71.6

Tabla 28. Sobrecarga en transformadores del área 30 del escenario 3, en situación de plena disponibilidad (N).

▪ Matriz de intercambio de potencias entre las distintas áreas.

TO AREA	1	2	3	4	5	10	20	30
FROM AREA								
1 *		5241						
NOROESTE *		-267						
2 *	-5241		1444	4207				
NORTE *	267		-411	16				
3 *	-1444		1648			5116		
ESTE *	411		84			457		
4 *	-4207	-1648			-207	5801		3704
CENTRO *	-16	-84			-14	1141		870
5 *				207				
SUR *				14				
10 *				-5801				
NUR_MADR *				-1141				
20 *		-5116						
NUR_BARC *		-457						
30 *				-3704				
NUR_VAL *				-870				

Figura 106. Intercambio de potencias entre las distintas áreas, en el escenario 3.



CAPITULO 6: CONCLUSIONES

Este proyecto recopila el trabajo desarrollado en Red Eléctrica de España (REE) durante 8 meses de beca. Se trata principalmente de un proyecto de búsqueda, tratamiento y análisis de información fundamental para la implantación del vehículo eléctrico en España en el año 2020. El estudio realizado en este proyecto ha producido un análisis exhaustivo y preciso de la situación actual y futura del vehículo eléctrico, así como de otras áreas que son afectadas lateralmente por su implantación.

El informe desarrollado en este proyecto, sumando algunos detalles que no han sido presentados en el mismo por motivos de confidencialidad, han proporcionado a REE un beneficio estratégico a la hora de planificar la futura implantación de un medio de transporte tan prometedor como es el vehículo eléctrico. Así mismo, ha servido de base para comenzar a desarrollar un ambicioso proyecto a nivel nacional llevado a cabo por REE y otras empresas del sector automovilístico, telecomunicaciones y distribución de energía.

Este proyecto, que tendrá una duración de 4 años, ampliará este informe profundizando en otras áreas, como pueden ser estudios sociológicos, estudios de mercado, informes tecnológicos del vehículo eléctrico, etc., que proporcionará un escenario completo y preciso para facilitar la transición del modelo convencional de transporte mediante el motor de combustión a la electrificación del mismo.

El objetivo fundamental de este documento es determinar el número de vehículos eléctricos que en el año 2020 podrán ser alimentados por el sistema eléctrico español peninsular con la planificación prevista, tanto de demanda como de ampliación de infraestructuras, para dicho año.

Los objetivos secundarios han sido, en primer lugar crear un programa que permitiera el tratamiento de grandes cantidades de información relativa a datos de demanda real en puntos frontera de la interfaz transporte-Distribución, y en segundo lugar, la creación de un fichero en excel ("Caracterización demanda", anexo B), que mostrara de forma gráfica y detallada el estado actual de la citada interfaz Transporte-Distribución.

Para ello, se ha dividido el proyecto en tres fases, cuyas conclusiones y resultados se detallan a continuación:

- Estudio sobre el vehículo eléctrico.

Se ha llevado a cabo un completo estudio sobre las características, tecnologías y problemáticas del vehículo eléctrico. El primer paso para ello fue estudiar el parque actual de vehículos y las previsiones de penetración estimadas que se han realizado hasta el momento. Asimismo, se han estudiado las opciones tecnológicas actualmente existentes y por último, se ha visto cómo afectaría su introducción en el sistema eléctrico peninsular español.



Las principales conclusiones obtenidas de esta primera fase son:

1. El uso progresivo del vehículo eléctrico facilitará la sustitución, también progresiva, del petróleo como combustible básico del transporte.
 2. El uso del vehículo eléctrico puede contribuir a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero, siempre que se gestione la producción empleada en su carga, utilizando generación con energía de menor intensidad de emisión que la del petróleo y, muy en particular, la de origen renovable.
 3. Hay un camino por recorrer en cuanto a la autonomía proporcionada por las baterías, pero se puede afirmar que la tecnología del vehículo eléctrico está desarrollada y lista para su empleo en el corto plazo, sobre todo si se refiere al uso del vehículo híbrido enchufable, aun cuando ello se considere un paso intermedio para el vehículo eléctrico total, en un plazo posterior.
 4. El sistema eléctrico, incluyendo generación, transporte y distribución, está preparado para acoger la demanda de un parque numeroso de vehículos eléctricos, siempre y cuando se pueda controlar la carga en su magnitud y en su plazo.
 5. El procedimiento de carga lenta en horas valle es el preferible al evitar inversiones en red.
- Conocimiento del estado de la red de transporte.

En esta segunda fase, se han desarrollado un conjunto de herramientas informáticas que permiten examinar y evaluar el estado de la red de transporte actual y previsto para el año 2020.

Toda esta información ha sido de utilidad a Red Eléctrica de España para obtener una visión concreta del estado de la red y posteriormente poder realizar decisiones estratégicas utilizando estos datos.

- Análisis en PSS\E de los escenarios de estudio.

Tras los estudios anteriormente realizados se puede establecer que, en el año 2020 la red de transporte tendrá capacidad para alimentar a aproximadamente 5.582.000 vehículos eléctricos, cifra que supone el 16% del parque automovilístico español para dicho horizonte, teniendo en cuenta únicamente la recarga lenta que se realizaría en horario nocturno (horas valle en invierno) y sin realizar inversiones en la red que no hayan sido planificadas, es decir, sin necesidad de ampliación de infraestructuras ni la utilización de sistemas de gestión inteligentes de cargas.

Sin embargo, esta cifra tan significativa, disminuye notablemente si se tiene en cuenta también la recarga rápida, realizada en las horas punta de demanda en invierno, siendo en este caso 2.934.000 los vehículos eléctricos que podrían ser alimentados por el sistema.



Por último, en el caso más restrictivo que se sitúa en hora punta de verano, podrían ser alimentados 2.771.570 vehículos, es decir un 8% del parque automovilístico español para dicho horizonte. Este número es ligeramente menor que la estimación de REE, que ronda el 10%, pero mayor que el 5% de las estimaciones más conservadoras.

Toda esta información pone de manifiesto, además de la capacidad del Sistema Eléctrico Peninsular Español para el suministro de esta nueva demanda de forma cuantitativa, la idoneidad de la recarga del vehículo de forma lenta y en periodo nocturno, ya que de esta forma, se mejora la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto, consiguiendo aplanar la curva de demanda, es decir, se desplaza la demanda hacia horas de menor consumo.

Asimismo, la recarga del vehículo eléctrico en las horas valle permitiría optimizar las infraestructuras eléctricas, diseñadas para cubrir la punta de demanda, y que la mayor parte del día están infrautilizadas. Y finalmente, permitiría aprovechar la energía renovable que en gran número de ocasiones, se deja de producir por la noche al no haber suficiente demanda.



ANEXOS

- A. MODELOS INFORMATICOS.**
- B. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.**
- C. INFORMACIÓN DETALLADA DE POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA, EN LA SITUACIÓN ACTUAL.**
- D. ESTIMACIÓN DE DEMANDA FUTURA: HORIZONTE 2020.**
- E. PIB Y DENSIDAD DE POBLACIÓN POR COMUNIDAD AUTONOMA.**
- F. PARAMETROS DE CONTROL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LOS ESCENARIOS DEL ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.**
- G. REFERENCIAS**



ANEXO A

A. MODELOS INFORMÁTICOS

Código de la herramienta desarrollada en lenguaje Tcl:

```
#=====
# temas: busca frases en temas
#=====
# #>DESCRIPCION:=> programa de ayuda para compilar datos de potencia de subestaciones.
# en el subdirectorio de trabajo se graba este programa y se crea una carpeta llamada AaR. en esa carpeta se
# almacenan los ficheros csv a analizar. el programa crea el directorio mes con la compilación de datos mensuales y el directorio year.
# en el directorio year este programa graba la compilación anual. el fichero con el nombre terminado en _L.csv tendrá el compendio final.
# esto se debe a que el programa va añadiendo al compendio mensual o anual los datos obtenidos en el análisis diario. y se convierte en
# la suma de los 30 datos diarios - en el caso del mes - o en los 12 datos anuales en el caso del año. Por lo que es necesario una segunda pasada
# para crear el resumen final
# #

# #####
# MAIN WINDOW AND MENUS
# #####

set w .ree_pot
catch {destroy $w}
toplevel $w
wm geometry $w 1100x480+100+1
wm iconposition $w 200 0
wm title $w "Potencia: CAL 115 20 0.3.00 EDFs (16/03/2010-17:32)"
wm iconname $w "potencia"
wm iconify $w

set ind 0
set num_tcl 0
set nombre_tcl(0) "" ; set rev_tcl(0) ""
set last_dir ""

#=====
# CONFIGURACION DE VENTANA
#=====

label $w.msg -wraplength 5i -justify left -text "Busca informacion en los ficheros de datos potencia horaria por trafico"
pack $w.msg -side top

#=====
# CONFIGURACION DE VENTANA
#=====
#-----
# FRAME DE INPUT & OUTPUT FILE y botones superiores
#-----

frame $w.file -height 3m -width 1300 -height 500
frame $w.origen
frame $w.destino
pack $w.file $w.origen $w.destino -side bottom

frame $w.file.b1
frame $w.file.b2
pack $w.file.b1 -side top -anchor w
pack $w.file.b2 -side top -anchor w

frame $w.file.b3
frame $w.file.b4
pack $w.file.b3 -side left -anchor w
```



```

pack $w.file.b4 -side left -anchor w

set pwd [pwd]
set dirName [ file join $pwd]

set origen_dir $pwd
set only_FI_files 1

set GP_anual_L 1
set GP_mensual 1
set GP_anual 1
set GP_diario 1
set datename "09/01/02"
set str_texto ""
set GP_limite 501
set GP_substacion "ADRALL"
set GP_ficheros "TRAFOS-20"

label $w.file.b1.label -text "Directorio de Origen:" -width 16 -anchor w
entry $w.file.b1.entry -width 80 -textvariable origen_dir
pack $w.file.b1.label $w.file.b1.entry -side left

label $w.file.b1.labelz -text " " -width 5

label $w.file.b1.lab2 -text " Subestacion:"
entry $w.file.b1.entry2 -width 15 -textvariable GP_substacion

button $w.file.b1.lee3 -text " Subestacion" -command { busca_dir_SUBESTACION $w $origen_dir $str_texto $datename }
button $w.file.b1.lee2 -text " Potencias" -command { busca_dir_POTENCIA $w $origen_dir $str_texto $datename }

button $w.file.b1.dir -text "Directorio:" -command { p_choose_dir_origen $w $dirName}
pack $w.file.b1.dir $w.file.b1.lab2 $w.file.b1.entry2 $w.file.b1.lee3 $w.file.b1.labelz $w.file.b1.lee2 -side left

checkboxbutton $w.file.diario -text "Crea Diario" -variable GP_diario -relief ridge
checkboxbutton $w.file.mensual -text "Crea Mensual" -variable GP_mensual -relief ridge
checkboxbutton $w.file.anual -text "Crea anual" -variable GP_anual -relief ridge
checkboxbutton $w.file.anual_L -text "Crea Anual L" -variable GP_anual_L -relief ridge

label $w.file.lab1 -text " Limite:"
entry $w.file.entry1 -width 5 -textvariable GP_limite

label $w.file.lab3 -text " Ficheros:"
entry $w.file.entry3 -width 20 -textvariable GP_ficheros

label $w.file.lab2 -text " "
button $w.file.lee -text "Desglose Anual" -command {set ind 0 ;set num_tcl 0; busca_dir_DESGLOSE_ANUAL $w $origen_dir $str_texto $datename }

#***** muestra / oculta linea de Desglose anual *****
#pack $w.file.diario $w.file.mensual $w.file.anual $w.file.anual_L -side left -expand 0 -padx 8
#pack $w.file.lab1 $w.file.entry1 $w.file.lab3 $w.file.entry3 $w.file.lab2 $w.file.lee -side left -expand 0 -padx 1
#***** muestra / oculta linea de Desglose anual *****

set lon [ string length $origen_dir ] ; set lon [ expr $lon-1]
set cdir [string range $origen_dir 1 $lon ]
set target_dir "D$cdir"

set pwd [pwd]

# -----
# FRAME DE BOTONES inferiores
# -----
frame $w.buttons
pack $w.buttons -side bottom -fill x -pady 2m
button $w.buttons.dismiss -text "Salir" -command "destroy ."
label $w.buttons.h -text " "
```



```
entry $w.buttons.entryf -width 30 -textvariable str_textof
pack $w.buttons.dismiss -side left -expand 1
pack $w.buttons.h -side left -expan 1
pack $w.buttons.entryf -side left -expand 1
button $w.buttons.clear -text "limpia la pantalla" -command {$w.text delete 1.0 end}
pack $w.buttons.clear -side right -expand 0 -padx 2

pack $w.origen -side top -fill x

# -----
# FRAME DE INFORMACION DE TEXTO
# -----
#frame $w.texto
text $w.text -yscrollcommand "$w.scroll set" -setgrid 0 -width 140 -height 40 -xscrollcommand "$w.scroll1 set" -wrap none
scrollbar $w.scroll -command "$w.text yview"
scrollbar $w.scroll1 -command "$w.text xview" -orient horizontal
pack $w.file -side top -fill x
pack $w.scroll -side right -fill y
pack $w.scroll1 -side bottom -fill x
pack $w.text -expand yes -fill both

#=====
#MAIN PROGRAM
#=====

# -----
# Variables globales
# -----

set SearchPos "0.0"
set SearchDir "forwards"

set imprimefile 0
set imprimefile1 0
set reg_estacion 0

# -----
# PROCEDIMIENTOS
# -----

# -----
# Comunes
# -----

#>>-----
proc p_choose_dir_origen { w dir } {
    global origen_dir dirName
    set dirName [tk_chooseDirectory -parent $w -initialdir $dir]
    # $w.text insert end "----> '$dirName'\n" a_bold ;
    if {$dirName != ""} { set origen_dir $dirName}

# loadDir $w
}

#>>-----
proc remove_black_char { block } {

# set block [ string toupper $block ]
set len [ string length $block ]
set block2 $block

if {$len > 0 } {
    set sv "
    set strv [ string range $sv 0 [expr $len-1] ] ;
    if {$strv == $block} { set block2 "" }
}

return $block2
}

# -----
```



```
# busca en el subdirectorio especificado
# -----

proc findfile_recientes { startdir namepat opcion } {
    global w only_FI_files GP_anual_L
    global last_dir
    global GP_ficheros

    set GP_ficheros [ string toupper $GP_ficheros ]
    set lon [ string length $namepat ]
    set pwd [pwd]
    set dir " "
    if [ catch { cd $startdir } err ] { $w.text insert end "error: $err \n" ; return }

    # foreach match [glob -nocomplain -- $namepat] { $w.text insert end "=====> $startdir/$match\n"}
    foreach file [ glob -nocomplain -- * ] {
        if [ file isdirectory $file ] {
            #findfile_recientes $startdir/$file $namepat $dateg $opcion;
            # $w.text insert end "----> $startdir/--$file\n" a_bold ;
            set last_dir $file
        } else {

            set show_info "yes"
            if [ [ file extension $file ] == ".csv" || [ file extension $file ] == ".CSV" ] {
                set show_info "yes"

                if { $GP_ficheros != "" } { set show_info "no" ; set pos [string first "$GP_ficheros" $file] ;if { $pos >= 0 } {set show_info "yes" } }
                if { $GP_anual_L } { set pos [string first "_L.csv" $file] ;if { $pos >= 0 } {set show_info "no" } }
                # $w.text insert end "----> $GP_ficheros -> $file $show_info\n" { a_bold naranja }
            } else { if { $only_FI_files == 1 } { set show_info "no" } }

            set fileu [ string toupper $file ]
            # $w.text insert end "----> $startdir/--$fileu " a_bold ;

            if { $show_info == "yes" } {
                if { $dir != $startdir } {
                    # $w.text insert end "----> $startdir\n" bold ;
                    set dir "$startdir"

                    update idletasks ; after 1
                    $w.text see end
                }
                if { $lon > 0 } {
                    set pathfile "$startdir/$file"
                    if { $opcion == "subestacion" } {
                        load_subestacion $w $pathfile $namepat $opcion
                    } else {
                        load_fi_file $w $pathfile $namepat $opcion
                    }
                }
            } else {
                set pathfile "$startdir/$file"
                set orden [format "%-55s (%10d)" $file [ file size $file ] ]
                $w.text insert end "\nfichero:-> $orden " { prop rojo4}
                $w.text insert end "=> [clock format [ file mtime $file ] -format %d/%m/%Y,%T ] \n" prop
                load_fi_file $w $pathfile $namepat $opcion
            }
        }
    }
}

}

cd $pwd

}

#>>-----
#>> carga el fichero especificado y lo mete en arrais TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
#>>-----
proc load_fi_file {w file texto opcion} {
```



```

global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field dato_chequeado time1

set l ""
set nl 0 ;#contador de lineas del fichero
set time4 [clock seconds ]
set time [expr $time4 - $time1- 3600]
set timer [clock format $time -format "%T" ]
#set time1 [clock seconds ]
set fecha [clock format [clock seconds ] -format %d/%m/%Y-%T ]

set f [open $file]
#$w.text insert end " \n" {b_azul}
$w.text insert end "Procesado en : $timer \n\n" {prop_bold azul}
$w.text insert end "$fecha: " {prop_bold azul}
$w.text insert end "Leyendo ($texto) de $file \n" {prop_bold azul }
set time1 $time4
while {[eof $f]} {
    $w.buttons.h configure -text "Lineas Leidas $nl" -foreground blue

    set chars [gets $f l] ;# Lee una linea y la guarda en el l
    set lu [ string toupper $l ] ;#Pasa a mayusculas lo que hay en l y lo escribe en lu
    set lon [ string length $l ] ;#mira la longitud de l y lo mete en lon
    set x 0 ;#inicializa el contador de datos por linea

    if {$lon > 0 } {
        ;#si la linea no esta en blanco la analiza
        foreach ind [split $l {;}] { #separa por punto u coma
            set x [expr $x + 1];
            set dato($x) $ind
        }

        set TS_field($nl) $dato(1) ; set B2_field($nl) $dato(3) ;
        set B1_field($nl) $dato(2) ; set B3_field($nl) $dato(4) ;
        set AVG_field($nl) $dato(5) ; set MAX_field($nl) $dato(6) ;
        #$w.text insert end "($nl): $TS_field($nl) $B1_field($nl), $B3_field($nl), $AVG_field($nl) $MAX_field($nl)\n" prop
        #$w.text insert end "\n" prop
        set B1_field(0) $nl ;#guarda el numero de lineas leidas en el campo B1
        set nl [expr $nl + 1];
        update ;#evita que el ordenador se quede pinchado
        $w.text see end
    }
}
close $f

if { $opcion == "potencias" } {
    check_csv_file $w
    graba_tmp_file $w $file
} else {
    check_fi_file $w
    print_fi_file $w $file $texto
}

}

##### fin de procedimientos comunes

# =====
# PROCEDIMIENTOS para DESGLOSE ANUAL
# =====
# -----
# prepara los datos para buscar los subdirectorios especificados
# -----

proc busca_dir_DESGLOSE_ANUAL { w dir_origen str_texto fecha_b } {
    global GP_anual_L GP_mensual GP_anual GP_diario time1

    set mmtime [ clock scan $fecha_b ]
    set time1 [clock seconds ] ; set time2 $time1
    set fecha [clock format [clock seconds ] -format %d/%m/%Y-%T ]
    #set fecha [clock format $dateg -format %m/%d/%y ]

```



```
$w.text insert end "\n-> $fecha. DIR ORIGEN: " { bold azul } ; $w.text insert end "$dir_origen, "

file mkdir "$dir_origen/AaR/dia"
set dir_mes "$dir_origen/AaR/dia/mes"
file mkdir $dir_mes
file mkdir "$dir_origen/AaR/dia/mes/year"
$w.text insert end "\n"
# $w.text insert end "-> path:$dir_ori, $dir_dest, $mmttime, $ddir \n "

if { $GP_diario } { findfile_recientes "$dir_origen/AaR" "dia" promedios }
file delete -force "$dir_mes"; $w.text insert end "\n borrando: $dir_mes\n\n" { prop rojo } ;
if { $GP_mensual } { findfile_recientes "$dir_origen/AaR/dia" "mes" promedios }
if { $GP_anual } { findfile_recientes "$dir_origen/AaR/dia/mes" "year" promedios }
if { $GP_anual_L } { findfile_recientes "$dir_origen/AaR/dia/mes/year" "year2" promedios }
set time4 [clock seconds]
set time [expr $time4 - $time2 - 3600]
set timer [clock format $time -format "%T"]
set fecha4 [clock format [clock seconds] -format "%d/%m/%Y-%T"]

$w.text insert end "\n---- $fecha4 ----- $timer ----- FIN----- \n" {
bold azul }
$w.text insert end " \n" { b_azul }
$w.text see end
}

#>>-----
#>> analiza la informacio metida en los arrais y mete el promedio y valor maximo y el promedio en el primer registro encontrado
#>> de cada subestacion
#>>-----
proc check_fi_file {w} {
global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field dato_chequeado
global imprimefile
global GP_limite GP_substacion

#lee_fi_file $w "str"
set num_datos $B1_field(0)
set average_todos 0
set maximo_todos 0
set GP_substacion [ string toupper $GP_substacion ]

$w.text insert end " Numero de datos: $num_datos\n" { prop azul }
for { set i 1 } { $i <= $num_datos } { incr i 1 } {
$w.buttons.h configure -text "Registro Tratados: $i" -foreground blue
set tra_b1 "$B1_field($i)"
set tra_b3 "$B3_field($i)"
set maximo $MAX_field($i);
set average $AVG_field($i);
set maximo [ string map { , . } $maximo ] ;#cambia la coma por el punto y pasa a ser entero, por ciertos problemas
que da la coma del excel
set average [ string map { , . } $average ]
set maximo2 $maximo; set average2 $average
if { $average < 0 } { set average2 [ expr ($average * -1) ] }
if { $maximo < 0 } { set maximo2 [ expr ($maximo * -1) ] }
if { $maximo2 >= $GP_limite && $tra_b1 != "" } { $w.text insert end "-> i($i) $TS_field($i) $tra_b1 $tra_b3 ->
A:$average M:$maximo \n" { prop rojo } }
if { $maximo > $maximo_todos } { set maximo_todos $maximo }

set average_todos [expr $average_todos + $average]

if { $B1_field($i) != "" } {
set num 1

set z [ expr $i+1]
if { $imprimefile } { $w.text insert end "\nz:$z -> i($i) $tra_b1 $tra_b3 -> A:$average M:$maximo \n" { prop naranja } }

for { set e $z } { $e <= $num_datos } { incr e 1 } {
# set sub1 "$B1_field($e)_B3_field($e)"
set etra_b1 "$B1_field($e)"
set etra_b3 "$B3_field($e)"

```



```

        if { $tra_b1 == $etra_b1 && $tra_b3 == $etra_b3 && $tra_b1 != "" } {
            # if { $sub == $sub1 && $B1_field($e) != "" }
            if { $imprimefile } { $w.text insert end "e($e) $etra_b1 $etra_b3 -> A:$AVG_field($e)
M:$MAX_field($e)\n" {prop rojo4 } }
            set maximo1 $MAX_field($e) ; set average1 $AVG_field($e) ;#      set average1
abs($average1) ;
            set maximo1 [ string map { , . } $maximo1 ]

set average1 [ string map { , . } $average1 ]
            set maximo3 $maximo1 ; set average3 $average1
            if { $average1 < 0 } { set average3 [ expr ($average1 * -1) ] }
            if { $maximo1 < 0 } { set maximo3 [ expr ($maximo1 * -1) ] }
            # $w.text insert end " e ($e) i($i) $tra_b1 $tra_b3 -> A:$average M:$maximo\n" { prop azul }
            if { $tra_b1 == $GP_substacion } { $w.text insert end "i e ($i,$e) $tra_b1 $tra_b3 AVG PREVIO: $average,
" {prop } }
            if { $maximo3 >= $GP_limite } { $w.text insert end " -> e($e) $TS_field($e) $etra_b1 $etra_b3 ->
A:$AVG_field($e) M:$MAX_field($e)\n" { prop rojo } }
            set average [expr $average + $average1]
            set num [expr $num + 1]; ;#num es el numero de datos que ha encontrado
            if { $tra_b1 == $GP_substacion } { $w.text insert end " AVG LEIDO:$average1, AVG FINAL: $average,
MAX ACTUAL:$maximo, MAX NUEVO:$maximo1\n" {prop azul } }

            if { $maximo1 > $maximo } {
                set maximo $maximo1
                # $w.text insert end " e ($e) i($i) $tra_b1 $tra_b3 -> Num:$num A:$average M:$maximo\n" {
prop azul }
            }

            set B1_field($e) "" ;# borra la informacion ya analizada

        } else {

            # if { $B1_field($e) == "" } { $w.text insert end "vacio: i,e:($i,$e)\n" { prop verde } }

        }

        set average [expr $average / $num];
        # if { $tra_b1 == "ADRALL" } { $w.text insert end " AVG FINAL:$average\n" {prop rojo4 } }
        set AVG_field($i) $average ;
        set MAX_field($i) $maximo ;
        set orden [format "(%5d) %-10s %-10s Medidas: %2d Average:%7.2f Maximo:%7.2f " $i $tra_b1 $tra_b3 $num
$average $maximo ]
        if { $imprimefile } { $w.text insert end "$orden\n" { prop azul } } ;#para depurarlo
        # $w.text insert end "($i) $sub -> Num:$num A:$average M:$maximo\n" { prop azul }

        update
        $w.text see end
    }
}
set average_todos [expr $average_todos / $num_datos];
$w.text insert end " AVG FINAL:$average_todos, MAX FINAL:$maximo_todos\n" {prop rojo4 }
update
$w.text see end
}

#>>-----
#>> escribe el fichero que se crea. o añade la informacion al que existe
#>>-----
proc print_fi_file { w fichero que } {
    global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field imprimefile1
    set num_datos $B1_field(0)
    set dir_name [ file dirname $fichero ]
    set tail_name [ file tail $fichero ] ;
    set dia_name [string range $tail_name 0 14 ] ;
    set mes_name [string range $tail_name 0 12 ] ;
    set year_name [string range $tail_name 0 10 ] ;

    set mes_name_previo $mes_name
    set new_dir "$dir_name/$que"
    if { $que=="dia" } { set new_file "$new_dir/$dia_name.csv" }
    if { $que=="mes" } { set new_file "$new_dir/$mes_name.csv" }
    if { $que=="year" } { set new_file "$new_dir/$year_name.csv" }

```




```

if {$que=="year2"} { set new_file "$dir_name/$year_name"; set str "_L.csv " ; set new_file "$new_file$str" }

set file_existe [file exists $new_file ]

# set native_name [file nativename $fichero ]
# $w.text insert end "$fichero -> $native_name\n" { prop azul }
# $w.text insert end "Actualizando: $que $new_file \n" { prop verde }
if {$que=="year2" } {
    if {$file_existe} { file delete $new_file } ;
    set fileID [open $new_file {RDWR CREAT}]
    puts $fileID "TS\;B1\;B2\;B3\;AVG\;MAX"
} elseif { $que=="mes" } {
    set file_existe [file exists $new_dir ]
    # if {$file_existe} { file delete -force $new_dir ; $w.text insert end "\n borrando: $new_dir\n" { prop rojo }} ;
    file mkdir $new_dir
    file mkdir "$new_dir/year"
    set fileID [open $new_file {RDWR CREAT}]
    puts $fileID "TS\;B1\;B2\;B3\;AVG\;MAX"
} else { set fileID [open $new_file {RDWR CREAT APPEND}]
    if {!$file_existe} { puts $fileID "TS\;B1\;B2\;B3\;AVG\;MAX"
    }
}

#$w.text insert end "\n numero de datos: $num_datos\n" { prop azul }
for { set nl 1 } {$nl <= $num_datos } { incr nl 1 } {
    if { $B1_field($nl) != "" } {
        set aver $AVG_field($nl) ; set maxi $MAX_field($nl)
        set orden [format "%1.2f;%1.2f" $aver $maxi ]
        set orden1 [ string map { . , } $orden ]
        #$w.text insert end "--->($nl): $B1_field($nl), $B3_field($nl), $MAX_field($nl), $MAX_field($nl)\n" {prop azul}
        if {$simprimefile1} { $w.text insert end "--->($nl): $TS_field($nl); $B1_field($nl); $B2_field($nl); $B3_field($nl); $orden1\n" {prop
navy} }

        puts $fileID "$TS_field($nl)\; $B1_field($nl)\; $B2_field($nl)\; $B3_field($nl)\; $orden1"
    }
}
close $fileID
$w.text insert end "Actualizado: $que $new_file\n\n" { prop verde }

}

#>>-----
#>> no utilizado
#>>-----
proc lee_fi_file { w str } {
global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
global GP_limite

set num_datos $B1_field(0)

$w.text insert end "numero de datos: $num_datos\n" { prop azul }
for { set nl 1 } {$nl <= $num_datos } { incr nl 1 } {
    if { $B1_field($nl) != "" } {
        set average [ string map { . , } $AVG_field($nl) ] ; set maximo [ string map { . , } $MAX_field($nl) ]
        #$w.text insert end "--->($nl): $B1_field($nl), $B3_field($nl), $AVG_field($nl) $MAX_field($nl)\n" { prop azul }
        set orden [format "%1.2f;%1.2f" $average $maximo ]
        #$w.text insert end "--->($nl): $B1_field($nl), $B3_field($nl); $orden\n" { prop navy}
        if { $maximo >= $GP_limite } { $w.text insert end " -> nl($nl) $TS_field($nl) $B1_field($nl), $B3_field($nl) -> A: $average
M: $maximo \n" { prop rojo } }
    }
}

}

}

#***** PROCEDIMIENTOS para DESGLOSE ANUAL *****

# =====
# PROCEDIMIENTOS para POTENCIA
# =====

#>>-----
proc busca_dir_POTENCIA { w dir_origen str_texto fecha_b } {
global time1
global record

```



```

global estacion
set I 0

    set time1 [clock seconds] ; set time2 $time1
    set fecha [clock format [clock seconds] -format %d/%m/%Y-%T]
    $w.text insert end "\n-> $fecha. DIR ORIGEN: " { bold azul } ; $w.text insert end "$dir_origen, "

    findfile_recientes "$dir_origen/AaR" "dia" "potencias"
    set new_file "$dir_origen/AaR/resultado/$estacion.tmp"
    #set file_existe [file exists $new_file] ; if {$file_existe} { file delete $new_file } ;
    load_fhoras_file $w $new_file "$estacion"
    check_temp_file $w
    set fichero "$dir_origen/AaR/resultado/$estacion.csv"
    graba_estacion_file $w $fichero

    set time4 [clock seconds]
    set time [expr $time4 - $time2 - 3600]
    set timer [clock format $time -format "%T" ]
    set fecha4 [clock format [clock seconds] -format %d/%m/%Y-%T ]

    $w.text insert end "\n---- $fecha4 ----- $timer ----- FIN----- \n" { bold azul }
    $w.text insert end " \n" { b_azul }
    $w.text see end

    unset record
}

#>>-----
proc check_csv_file { w } {

    global GP_anual_L GP_mensual GP_anual GP_diario time1
    global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
    global record record_d record_M
    set I 0

    set hora1 ""
    set a $B1_field(1)
    set num_datos $B1_field(0)

    set registro_avg "0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24"
    set registro_avg_min "0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24"
    set registro_max "0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0"
    set registro($a) $registro_avg

    for { set nl 1 } {$nl <= $num_datos } { incr nl 1 } {
        $w.buttons.h configure -text "Registro Tratados: $nl" -foreground blue
        set a "$B1_field($nl)$B3_field($nl)" ;

        set fecha $TS_field($nl) ; set avg $AVG_field($nl) ; set max $MAX_field($nl)
        set B1_campo $B1_field($nl) ; set B2_campo $B2_field($nl) ; set B3_campo $B3_field($nl)
        set b1 [ string map { { } > } $B1_campo ] ;# quito lo blanco que me dan problemas
        set a "$b1$B3_campo($nl)" ;
        set pos [string first ":00" $fecha] ;
        if { $pos >= 0 } {
            set hora1 [ string range $fecha [expr $pos-2] [expr $pos-1] ] ; if { $hora1 == 0 } { set hora1 24 }
            set fecha [ string range $fecha 0 [expr $pos-4] ]
        }
        set xx "$fecha;$b1;$B2_campo;$B3_campo;"
        #$w.text insert end "$nl: $xx \n" azul
    }

    #set registro($a) "$a 1 2 3 4 5"
    #set x $registro($a)

    set f [safelncr registro($a) ]

    if {$f == 1} {
        #$w.text insert end "Ya existe: $f \n"
        #$w.text insert end " ($nl) ya existe -> $registro($a). \n" { bold }
    } else {
        #$w.text insert end "NO existe, es nuevo:$f \n"
    }
}

```



```

set registro($a) $registro_avg
set registro1($a) $registro_max
#set registro($a) "$a $registro1 ;$TS_campo;$B1_campo;$B2_campo;$B3_campo;$avg;$max"
# $w.text insert end " ($nl) creado -> $a -> $registro($a). \n" { bold naranja }
}

set hora0 [ string range $hora1 0 0 ]
if { $hora0 == "0" } { set hora1 [ string range $hora1 1 1 ] }
set ee $registro($a)
set mm1 $registro1($a)

#lreplace $registro($a) $hora1 $hora1 $AVG_field($nl)

set rr [lreplace $ee $hora1 $hora1 $avg ]
set mm [lreplace $mm1 $hora1 $hora1 $max ]

set registro($a) $rr
set registro1($a) $mm
# $w.text insert end " ($nl) $a $fecha $hora1 $avg -> $registro($a). \n" { bold azul }

if { $hora1 == 24 } {
    #set xx "$fecha;$B1_campo;$B2_campo;$B3_campo;"
    #set rr [ string map { { } ; } $rr ]
    set F [ expr $l+2 ]

    #set rr [lreplace $ee 0 0 "PROMEDIO(F$F:AC$F)" ]
    set registro($a) $rr
    incr l 1 ;
    set record($l) $rr ; set record_d($l) $xx ; set record_M($l) $mm

    # $w.text insert end " ($l) $a $fecha $hora1 $avg $record_d($l) ->\n AVG$record($l).\n MAX:$record_M($l)\n" { bold
naranja }

    #set record($l) "$fecha;$B1_campo;$B2_campo;$B3_campo;$registro($a)" ;
    set record(0) $l
}
update
$w.text see end
}

unset registro; unset registro1;
unset TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
$w.text see end
}

#>>-----
proc graba_tmp_file { w fichero } {

global GP_anual_L GP_mensual GP_anual GP_diario time1
global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
global record record_d record_M
global estacion

set cabecera " Fecha; B1;B2;B3; info;hora1;hora2;dia3; dia4;dia5;dia6;dia7;dia8; dia9; dia10;dia11;dia12;dia13; dia14;
dia15;dia16;dia17;dia18; dia19; dia20;dia21;dia22;dia23; dia24;MIN AVG;hora1;hora2;dia3; dia4;dia5;dia6;dia7;dia8; dia9; dia10;dia11;dia12;dia13;
dia14; dia15;dia16;dia17;dia18; dia19; dia20;dia21;dia22;dia23; dia24;MAX MAX;hora1;hora2;dia3; dia4;dia5;dia6;dia7;dia8; dia9;
dia10;dia11;dia12;dia13; dia14; dia15;dia16;dia17;dia18; dia19; dia20;dia21;dia22;dia23; dia24;"
$w.text insert end "Procesado: $fichero\n" { prop verde }
set dir_origen [ file dirname $fichero ]
set tail_name [ file tail $fichero ] ;
set year_name [string range $tail_name 0 10 ] ;
set mes_name [string range $tail_name 11 12 ]
if { $mes_name == "04" || $mes_name == "05" } { set estacion "primavera"
} elseif { $mes_name == "06" || $mes_name == "07" || $mes_name == "08" } { set estacion "verano"
} elseif { $mes_name == "09" || $mes_name == "10" } { set estacion "otoño"
} else { set estacion "invierno"
}
}

```



```

file mkdir "$dir_origen/resultado"
set new_file "$dir_origen/resultado/$estacion.tmp" ;
set file_existe [file exists $new_file] ;
#if {$file_existe} { file delete $new_file } ;
set fileID [open $new_file {RDWR CREAT APPEND}]
$w.text insert end "\nActualizando $record(0) registros en: " { prop azul }
    $w.text insert end "$new_file \n" { prop verde }
set num_datos $record(0)
#puts $fileID $cabecera
for { set x 1 } {$x <= $num_datos } { incr x 1 } {
    set rr [ string map { { } ; } $record($x) ]
    set mm [ string map { { } ; } $record_M($x) ]

    set data $record_d($x) ;# se leen los datos basicos de la substation

    # $w.text insert end " ($x) -> $data\n\t$rr\n\t$mm \n" { bold verde }
    puts $fileID "$data$rr;$mm"
    update
}

close $fileID

$w.text insert end "Actualizado: $new_file\n" { prop verde }
after 50
unset record_M
}

#>-----
proc load_fhoras_file {w file texto} {
global B1_field time1
global reg_estacion

set show_info 1
set l ""
set nl 1 ;#contador de lineas del fichero

set fecha [clock format [clock seconds] -format %d/%m/%Y-%T]
set time4 [clock seconds]
set time [expr $time4 - $time1 - 3600]
set timer [clock format $time -format "%T"]
set f [open $file]
    # $w.text insert end " \n" {b_azul}
    $w.text insert end " $fecha ( $timer) " {prop_bold azul}
    $w.text insert end " Leyendo ($texto) de $file \n" {prop_bold azul }
    set time1 $time4

while {[eof $f]} {
    $w.buttons.h configure -text "Lineas Leidas $nl" -foreground blue

    set chars [gets $f l] ;# Lee una linea y la guarda en el l
    set lu [ string toupper $l ] ;#Pasa a mayusculas lo que hay en L y lo escribe en lu
    set lon [ string length $l ] ;#mira la longitud de l y lo mete en lon
    set x 0 ;#inicializa el contador de datos por linea
    # $w.text insert end "$nl -> $l\n" {prop azul}
        set pos [string first "Fecha;" $l] ;
        set show_info 1
        if { $pos >= 0 } {set show_info 0 }
        if {$lon > 0 && $show_info == 1 } {

            set lra [ string map { { } , . } $l ]
            set B1_field($nl) $lra ;
            set B1_field(0) $nl ;#
            set nl [expr $nl + 1];
            update
            # $w.text insert end "\n" {prop navy}
            $w.text see end
        }
    }
close $f
set reg_estacion [ expr $reg_estacion + $B1_field(0) ]

```



```

}

#>-----
proc check_temp_file { w } {
    global B1_field
    global reg_estacion

    set a $B1_field(1)
    set num_datos $B1_field(0)
    set num 1

    for { set i 1 } { $i <= $num_datos } { incr i 1 } {
        $w.buttons.h configure -text "temp: Lineas Leidas $i de ($reg_estacion)" -foreground blue
        if { $B1_field($i) != "" } {
            set dato_a $B1_field($i)

            set a1 [lindex $B1_field($i) 1]
            set a3 [lindex $B1_field($i) 3]
            set a $a1$a3
            # $w.text insert end "\n $i:$dato_a\n" {prop azul}
            set z [expr $i+1]
            set num 1
            for { set e $z } { $e <= $num_datos } { incr e 1 } {
                update
                set dato_b $B1_field($e)
                # $w.text insert end "\n $e:$dato_b\n" {prop naranja}
                set b1 [lindex $B1_field($e) 1]
                set b3 [lindex $B1_field($e) 3]
                set b $b1$b3
                # $w.text insert end " i,e:($i,$e, $z) $a, $b\n" {prop navy}

                if { $a == $b } {
                    set x 0;
                    foreach valor $dato_b {
                        set actual [lindex $dato_a $x ]
                        # $w.text insert end " i,e:($i,$e, $z) $x $a,$b\n" {prop rojo4}
                        if { $x > 53 } {
                            set actual [lindex $dato_a $x ] ;# max de los max
                            if { $valor > $actual } { set dato_a [ lreplace $dato_a $x $x $valor ] }
                        } elseif { $x > 28 } {
                            set actual [lindex $dato_a $x ] ;# min de los avg
                            if { $valor < $actual } { set dato_a [ lreplace $dato_a $x $x $valor ] }
                        } elseif { $x > 4 } {
                            set actual [lindex $dato_a $x ]
                            set suma [ expr $valor + $actual ]
                            set dato_a [ lreplace $dato_a $x $x $suma ]

                            update
                        }
                        # $w.text insert end " i,e:($i,$e)valor:$valor, actual:$actual, \n$dato_a\n" {prop rojo}

                        incr x;
                    }
                    set B1_field($e) ""
                    incr num 1
                    # $w.text insert end " borrado: $e, i,e:($i,$e) num:$num $dato_a\n" {prop rojo}
                }
            }
        }

        set x 0;
        foreach valor $dato_a {
            if { $x > 4 && $x < 29 } {
                set avg [ expr $valor / $num.0 ] ; set dato_a [ lreplace $dato_a $x $x $avg ]
                # $w.text insert end " i,e:($i,$e) avg:$avg = valor:$valor / num:$num \n" {prop naranja}
            }
            incr x;
        }
        set B1_field($i) $dato_a
    }
}

}

```



```

for { set i 1 } { $i <= $num_datos } { incr i 1 } {
    if { $B1_field($i) != "" } {
        set dato_a $B1_field($i)
        set x 0;
        foreach valor $dato_a {
            if { $x > 4 } {
                set orden [format "%1.2f" $valor ]
                set dato_a [ lreplace $dato_a $x $x $orden ]
                #$w.text insert end "($x -> $valor:$orden\n" {prop verde}
            }
            incr x;
        }
        set B1_field($i) $dato_a
        #$w.text insert end "($i de $num_datos) $B1_field($i) \n" {prop verde}
    }
}

}

#>>-----
proc graba_estacion_file { w fichero } {

global GP_anual_L GP_mensual GP_anual GP_diario time1
global TS_field B1_field B2_field B3_field AVG_field MAX_field
global record record_d
global reg_estacion

    set cabecera " Fecha; B1;B2;B3; info;hora1;hora2;hora3; hora4;hora5;hora6;hora7;hora8; hora9; hora10;hora11;hora12;hora13; hora14;
hora15;hora16;hora17;hora18; hora19; hora20;hora21;hora22;hora23; hora24;MIN AVG;hora1;hora2;hora3; hora4;hora5;hora6;hora7;hora8; hora9;
hora10;hora11;hora12;hora13; hora14; hora15;hora16;hora17;hora18; hora19; hora20;hora21;hora22;hora23; hora24;MAX
MAX:;hora1;hora2;hora3; hora4;hora5;hora6;hora7;hora8; hora9; hora10;hora11;hora12;hora13; hora14; hora15;hora16;hora17;hora18; hora19;
hora20;hora21;hora22;hora23; hora24;"

    set new_file $fichero ;
    set file_existe [file exists $fichero ];
    if { $file_existe } { file delete $new_file ; }
    set fileID [open $new_file {RDWR CREAT}]
    $w.text insert end "\n $record(0) Actualizando: $new_file \n" { prop rojo4 }
    set num_datos $B1_field(0)
    set reg_estacion [ expr $reg_estacion + $num_datos ]
    puts $fileID $cabecera
    for { set x 1 } { $x <= $num_datos } { incr x 1 } {
        if { $B1_field($x) != "" } {
            set rr [ string map { { } ; } $B1_field($x) ]
            # $w.text insert end " ($x) -> $record($x). \n" { bold }
            #set data $B1_field($x)
            set data [ string map { > { } . , } $rr ] ;
            #$w.text insert end " ($x) -> $data \n" { bold verde }
            puts $fileID "$data"
        }
    }
    update
    $w.text see end
}

close $fileID
$w.text insert end "Actualizado: $new_file\n" { prop rojo4 }
unset B1_field

}

#>>-----
proc safelncr {val {amt 1}} {
global w
upvar $val v
set r [info exists v]
#if {[info exists v]} { set x 1 } else { set x 2 }
#if { $amt == 1 } { $w.text insert end "SI:$val $x $r\n" } else { $w.text insert end "NO:$val $x $r\n" }
return $r
}

```



```

}

# ***** fin de PROCEDIMIENTOS para SUBESTACION

# =====
# PROCEDIMIENTOS para SUBESTACION
# =====
#>>-----
proc busca_dir_SUBESTACION { w dir_origen str_texto fecha_b } {
global time1 GP_substacion reg_estacion
global estacion subestacion registro_A

set reg_estacion 0
if {$GP_substacion == ""} { $w.text insert end "\nla substacion debe tener un valor " { bold rojo } ; return}

set time1 [clock seconds ] ; set time2 $time1
set fecha [clock format [clock seconds ] -format %d/%m/%Y-%T ]
$w.text insert end "\n-> $fecha. DIR ORIGEN: " { bold azul } ; $w.text insert end "$dir_origen, \n"

findfile_recientes "$dir_origen/AaR" "dia" "subestacion"
set new_file "$dir_origen/AaR/resultado/subestacion.tmp"

set time4 [clock seconds ]
set time [expr $time4 - $time2- 3600]
set timer [clock format $time -format "%T" ]
set fecha4 [clock format [clock seconds ] -format %d/%m/%Y-%T ]

$w.text insert end "\n---- $fecha4 ----- $timer ----- FIN----- \n" { bold azul }
$w.text insert end " \n" {b_azul}
$w.text see end

}

#>>-----
proc load_subestacion { w file texto opcion} {
global time1 GP_substacion B1_field

set show_info 1
set B1_field(0) 0
set l ""
set nl 1

set f [open $file]
while {![eof $f]} {
    $w.buttons.h configure -text "Lineas Leidas $nl" -foreground blue

    set chars [gets $f l] ;# Lee una linea y la guarda en el l
    set lu [ string toupper $l ] ;#Pasa a mayusculas lo que hay en L y lo escribe en lu
    set lon [ string length $l ] ;#mira la longitud de l y lo mete en lon
    set GP_S [ string toupper $GP_substacion ]
    set poss [string first $GP_S $lu] ;

    if { $poss >= 0 } {
        set lr [ string map { { } > } $lu ]
        set lra [ string map { ; { } , . } $lr ]
        # $w.text insert end "($nl) $lra\n" {prop navy}
        set B1_field($nl) $lra ;
        set B1_field(0) $nl

        set nl [expr $nl + 1];
        update
        # $w.text insert end "\n" {prop navy}

        $w.text see end
    }
}
close $f
muestra_subestacion $w
}

#>>-----
proc muestra_subestacion { w } {
global B1_field linea registro_A
global B1_field

```



```

set res ""
set registro "0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24"
set registro_A $registro ; set registro_M $registro
set num_datos $B1_field(0)
for { set i 1 } { $i <= $num_datos } { incr i 1 } {
    if { $B1_field($i) != "" } {
        set dato_b $B1_field($i)
        set fecha [lindex $dato_b 0] ; set sub [lindex $dato_b 1] ; set ten [lindex $dato_b 2] ;
        set trafoi [lindex $dato_b 3] ; set avg [lindex $dato_b 4] ; set max [lindex $dato_b 5] ;

        set fecha0 [ string range $fecha 0 9 ]
        set reg "$fecha0;$sub;$trafoi";          set reg_avg "$avg;";          set reg_max "$max;";

        set z [ expr $i + 1 ]
        for { set e $z } { $e <= $num_datos } { incr e 1 } {
            if { $B1_field($e) != "" } {
                set dato_e $B1_field($e)
                set trafoe [lindex $dato_e 3] ; set avg_e [lindex $dato_e 4] ; set max_e [lindex $dato_e 5] ;
                if { $trafoe == $trafoi } { append reg_avg "$avg_e;"; append reg_max "$max_e;"; set B1_field($e) "" }
            }
        }
        set reg_avg [ string map { { } ; . , } $reg_avg ]
        set reg_max [ string map { { } ; . , } $reg_max ]
        $w.text insert end "$fecha0;$sub;$ten;$trafoi;" { bold rojo }
        $w.text insert end "$reg_avg" { bold verde }
        $w.text insert end "MAX -> ;$reg_max\n" { bold navy }
    }
}
$w.text insert end "\n" { bold navy }
}

# ***** aplicaciones para SUBESTACION
# =====
# PROCEDIMIENTOS GENERICOS
# =====

#>>-----
#>> _help : comandos
#>>-----

proc _help {wx caso} {
    global depura
    global origen_dir

    if { $caso == "help" } {

        $wx.text see end
        $wx.text insert end "\nComandos:\n" {prop_bold rojo}
        $wx.text insert end "Help: <F1>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end "Guia: Muestra el fichero de ayuda. \n" {prop_bold navy}
        $wx.text insert end "Guia: <F2>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end "Guia: Muestra el fichero de ayuda. \n" {prop_bold navy}
        $wx.text insert end "Busqueda en resultado + <F4>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end " Marca el texto a buscar y pulsa F4 un texto en la zona de resultados \n" {prop_bold navy}
        $wx.text insert end "Graba log de pantalla: <F6>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end " Graba log de pantalla: \n" {prop_bold navy}
        $wx.text insert end "Activa traceo: <F9>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end " Activa traceo de analisis. \n" {prop_bold navy}
        $wx.text insert end "Activa traceo: <F10>" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end " Activa traceo de escritura. \n" {prop_bold navy}

        $wx.text insert end "cls:" {prop_bold azul} ; $wx.text insert end " borra la pantalla. \n" {prop_bold navy}

    } elseif { $caso == "guia" } {

        set file_h "$origen_dir/temas_help.txt"
        set fh [open $file_h]
        $wx.text delete 1.0 end
        while {[eof $fh]} { set chars [gets $fh l] ; $wx.text insert end "$l\n" {prop_navy} } ; close $fh
        set SearchPos "0.0"
        $wx.text see $SearchPos

    }

    # $wx.text insert end "help. \n depuraon ,depuraoff.\ndepura2: muestra informacion sobre los campos, \n cls: limpia ventana de texto \n" {prop_bold azul}
    $wx.text see end
}

```




```

}

# -----
proc FindIt {w} {
    global SearchString SearchPos SearchDir findcase str_textof
    $w.text tag configure sel -background green
    tk_textCopy $w.text ; set str_textof ""
    tk_textPaste $w.buttons.entryf
    set SearchString $str_textof
        set caset "-nocase"
        set limit end
    $w.text see $SearchPos
    # $w.text insert end "-> $caset, $SearchDir, $SearchString, $SearchPos, $limit \n "
    if {$SearchString!=""} {

        set SearchPos [ $w.text search -count len $caset -$SearchDir $SearchString $SearchPos $limit]
        set len [string length $SearchString]

        if {$SearchPos != ""} {
            $w.text see $SearchPos
            tkTextSetCursor $w.text $SearchPos
            $w.text tag add sel $SearchPos "$SearchPos + $len char"

            if {$SearchDir == "forwards"} {
                set SearchPos "$SearchPos + $len char"
            }
        } else {
            set SearchPos "0.0"
        }
    }
    focus $w.text
}

# -----
proc copytext { } {
    global w SearchPos SearchDir
    tk_textCopy $w.text
        set SearchPos "0.0"
    set SearchDir "forwards"
}

# -----
#paste text procedure
proc pastetext { } {
    global w
    global str_texto str_texto1 datename ind num_tcl origen_dir

    set str_texto "" ; set str_texto1(1) "" ; set str_texto1(2) "" ; set str_texto1(3) "" ; set str_texto1(4) "" ; focus $w.file.b2.entry
    tk_textPaste $w.file.b2.entry
        busca_dir $origen_dir $str_texto $datename
}

# -----
# graba lo que hay en la pantalla aun fichero tipo txt
proc writesave { w nametosave } {
    global str_texto
    set fecha1 [clock format [clock seconds] -format %Y_%m_%d_%H%M%S]
    set nametosave [ remove_black_char $str_texto ] ; append nametosave "_"
    set nametosave "dta_$fecha1.txt"
    set FileNameToSave [open $nametosave w+]
    puts -nonewline $FileNameToSave [$w.text get 0.0 end]
    close $FileNameToSave
}

#=====

bind .ree_pot <F1> { set wl .ree_pot ; _help $wl "help"}
bind .ree_pot <F2> { set wl .ree_pot ; _help $wl "guia"}
bind .ree_pot <F3> { set imprime_name_of_file 1 }
bind .ree_pot <F4> { FindIt $w }
bind .ree_pot <Control-Double-Button-1> { copytext ; pastetext }
bind .ree_pot <F5> { copytext ; pastetext }

```



```
bind .ree_pot <F6> { writesave $w "hola.txt" }
bind .ree_pot <F9> { if {$imprimefile} { set imprimefile 0 ; } else { set imprimefile 1 ; } }
bind .ree_pot <F10> { if {$imprimefile1} { set imprimefile1 0 ; } else { set imprimefile1 1 ; } }
bind .ree_pot <F12> { busca_com::info $w "salir" }
bind .ree_pot help { set wl .ree_pot ; _help $wl "help" }
bind .ree_pot HELP { set wl .ree_pot ; _help $wl "help" }
bind .ree_pot guia { set wl .ree_pot ; _help $wl "guia" }
bind .ree_pot GUIA { set wl .ree_pot ; _help $wl "guia" }
bind .ree_pot cls { set wl .ree_pot ; $wl.text delete 1.0 end }
bind .ree_pot CLS { set wl .ree_pot ; $wl.text delete 1.0 end }
```

```
$w.text tag configure bold -font {Arial 8 bold}
$w.text tag configure a_bold -font {Arial 8 bold}
```

```
$w.text tag configure prop -font {Courier 8 }
$w.text tag configure prop_bold -font {Courier 8 bold}
$w.text tag configure a_rojo -foreground red
$w.text tag configure a_azul -foreground blue
$w.text tag configure rojo -foreground red
$w.text tag configure azul -foreground blue
$w.text tag configure naranja -foreground orange
$w.text tag configure navy -foreground navy
$w.text tag configure cadete -foreground cadetblue
$w.text tag configure verde -foreground "dark green"
$w.text tag configure rojo4 -foreground red4
```

```
$w.text tag configure b_azul -background #a0b7ce -font {Courier 8 bold}
```



ANEXO B

B. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA Manual PDU (Programa Diseñado por Usuario)

1. OBJETIVO

El objetivo de este anexo es exponer las características fundamentales de los ficheros utilizados en el Departamento de Acceso a Red de red Eléctrica de España, para la caracterización de la demanda en puntos frontera entre la red de transporte y la Red de Distribución.

Cabe destacar, que este anexo corresponde a una adaptación del manual PDU perteneciente a REE, debido a la confidencialidad de información contenido en el mismo.

2. ESTRUCTURA DE LOS FICHEROS.

El fichero principal de presentación de resultados procedentes del PDU que se va a definir posteriormente en este apartado, es el archivo EXCEL “Caracterización Demanda.xml”, el cual mediante diversas tablas y gráficas presenta de forma detallada la distribución de la potencia instalada y la demanda en los puntos frontera de la interfaz transporte-distribución. Así mismo, este fichero principal, se sirve de un archivo EXCEL, que reúne la solicitudes de “Demanda + Distribución” asociadas a distribuidores o consumidores directamente conectados a la red de transporte.

3. DESCRIPCIÓN DE CONTENIDOS.

I. DATOS Y FICHEROS DE ENTRADA.

Los ficheros de entrada del programa “potencia”, es decir, los ficheros de los que se sirve dicho programa para la obtención de los datos de demanda “real”, son ficheros EXCEL.csv proporcionados por el Departamento de Sistemas de Control de la Energía (SCE). Estos ficheros contienen valores medios y máximos de demanda horaria instantánea de todos los transformadores sujetos a estudio, es decir, todos aquellos situados en los puntos frontera de la interfaz transporte-distribución.

El formato en el que se extraen estos ficheros en el Departamento de Sistemas de Control de la Energía, es siempre el mismo, de tal forma que cada uno de ellos corresponderá a un día del periodo que se solicite (por ejemplo, si se desea obtener los valores de demanda de marzo de 2009, se tendrá una carpeta, AaR, que contendrá 31 ficheros en formato csv, correspondientes a los 31 días del mes de marzo. El nombre de estos ficheros tiene también siempre el mismo formato: TRAFOS-2009032501-2009032600, que indica que el archivo contienen los valores correspondientes al intervalo entre las 12 de la noche del día 25/03/2009 a las 12 de la noche del día 26/03/2009, es decir, las 24 horas del día 25 de marzo).



Así mismo, la estructura de estos ficheros es la siguiente:

TS	B1	B2	B3	AVG	MAX
25/03/2009 1:00	ADRALL	220	TR4/110	9,91	13,1
25/03/2009 1:00	S.FOST	220	TR1/110	0,2	0,2
25/03/2009 1:00	ALMAZAN	400	AT2/132	34,49	40,6
25/03/2009 1:00	GATICA	220	ATP2/132	78,03	84,6
25/03/2009 1:00	TARRAPOW	220	TF1/25	7,69	7,7
25/03/2009 1:00	TARRAPOW	220	TF2/25	20,29	21
25/03/2009 1:00	SCHINARO	220	TRP1/20	11,07	11,9
25/03/2009 1:00	SCHINARO	220	TRP2/20	9,81	10,84
25/03/2009 1:00	SCHINARO	220	TRP3/20	1,59	4,04
25/03/2009 1:00	SIERO	220	TR2/20	10,55	12,1
25/03/2009 1:00	BADALONA	220	TF5/11	11,83	13,55
25/03/2009 1:00	PALAU	220	TF8/25	10,78	12,3

Figura 107. Estructura de los ficheros de entrada.

- Columna A (TS): indica la fecha y la hora de la toma de datos.
- Columna B (B1): indica el nombre de la subestación.
- Columna C (B2): tensión A.T. del transformador.
- Columna D (B3): tipo e identificador del transformador y tensión M.T. del transformador.
- Columna E (AVG): demanda media instantánea para cada transformador en el intervalo de una hora (la correspondiente a la indicada en la columna TS)
- Columna F (MAX): demanda máxima instantánea para cada transformador en el intervalo de una hora (la correspondiente a la indicada en la columna TS)

II. HERRAMIENTA DE PROGRAMACIÓN DESARROLLADA. PROGRAMA "Potencia".

Tcl es un lenguaje interpretado, y su código puede ser creado y modificado dinámicamente. Sus reglas sintácticas son extremadamente simples y posee reglas de alcance dinámico. Permite escribir código fácil de mantener. Los "scripts" Tcl son a menudo más compactos y legibles que los programas funcionalmente equivalentes en otros lenguajes de programación. Es un lenguaje multiplataforma, con intérpretes que se ejecutan sobre Windows, Linux, UNIX, MacOS y OSX e incluso microprocesadores PIC.

Todos los elementos de un programa son comandos, incluyendo las estructuras del lenguaje. Dichos comandos se escriben en notación polaca y pueden ser redefinidos o sobrescritos de manera dinámica.

Una característica notable es que los datos son manejados como cadenas de caracteres Unicode, incluyendo el código fuente.

Una de las características más usadas de Tcl es su extensibilidad. Por ejemplo, si una aplicación requiere algo de funcionalidad no ofrecida por el Tcl estándar, los nuevos comandos de Tcl pueden ser implementados usando el



lenguaje C, un integrado sumamente fácil. Tcl es "extensible" a través de C, C++ y Java. Mediante una extensión, permite la programación orientada a objetos. Puede extenderse también a entornos gráficos, a través de una interfaz denominada Tk.

El programa "potencia" utiliza este lenguaje interpretado, y utiliza una ventana o interfaz gráfica para mayor comodidad del usuario, cuyos elementos más importantes se describen a continuación:

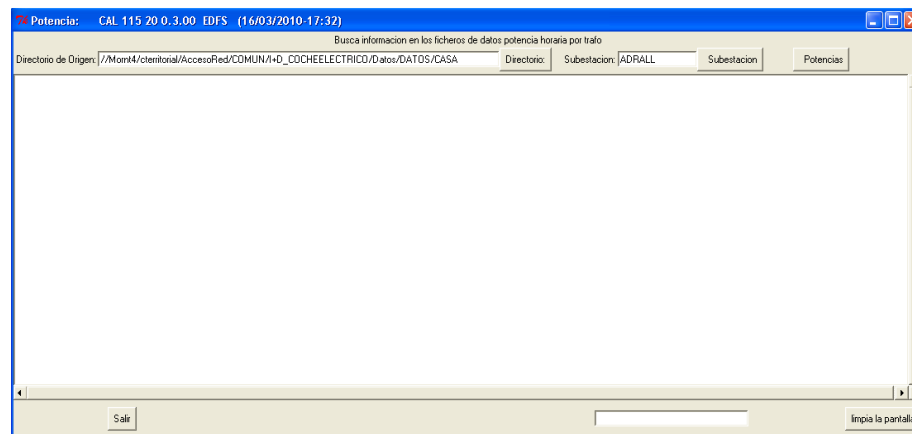


Figura 108. Ventana de usuario del programa "Potencia"

- 1) Directorio de origen: indica el directorio de trabajo, es decir, donde se encuentra el programa, los ficheros de entrada y los ficheros de salida. Se puede modificar mediante el botón "Directorio".
- 2) Botón **Potencias** : pulsando este botón se ejecuta el programa, obteniendo por un lado, información relativa a la evolución del procesamiento de los ficheros de entrada a través de la ventana principal (el tiempo de procesamiento de los ficheros de entrada, depende del número de los mismos, siendo el tiempo estimado para un periodo de estudio de 40 días, por ejemplo, de unos 23 minutos), y por otro, los ficheros de salida, de los que se hablará en el siguiente apartado.
- 3) Botón **Subestación** : pulsando este botón, se ejecuta un "subprograma" que imprime en la ventana principal los valores horarios medios (en verde) y máximos (en azul), para todos los días que compongan el periodo de estudio, para cada uno de los transformadores de la subestación que se indique en la pestaña "Subestación".
- 4) Botón **limpia la pantalla** : borra toda la información que en ese momento esté en la ventana principal.
- 5) Botón **Salir** : botón de salida del programa (recomendado).
- 6) F1: imprime en la ventana el menú principal del programa.
- 7) F2: imprime en la ventana la guía de ayuda (también en formato txt, "temas_help.txt").



III. DATOS Y FICHEROS DE SALIDA.

Los ficheros de salida del programa “potencia”, se crearán dentro de la carpeta AaR, dentro del directorio de trabajo. El programa, creará una carpeta “Resultado” donde se podrán visualizar dos ficheros: uno temporal (extensión .tmp, sin utilidad para el usuario) y otro fichero EXCEL en formato .csv, que contendrá los valores medios, mínimos y máximos para cada transformador en el periodo considerado, es decir, para un transformador dará tres valores, medio, mínimo, y máximo, de todos los valores medios y máximos de ese transformador de todos los ficheros *.csv que se hayan incluido en la carpeta AaR.

El formato de estos ficheros de salida deberá ser siempre el mismo para poder ser procesado posteriormente por las macros del fichero principal de resultados “Caracterizacion Demanda”.

A continuación se describe la estructura de estos ficheros de salida:

Fecha	B1	B2	B3	info	hora1	hora2	hora3	hora4
02/01/2008	ADRALL	220	TR4/110	0	31,67	29,8	27,39	26,62
02/01/2008	S,FOST	220	TR1/110	0	90,85	83,39	78,21	76,13
02/01/2008	ALMAZAN	400	AT2/132	0	79,87	79,27	75,16	70,14
02/01/2008	GATICA	220	ATP2/132	0	84,27	77,59	73,43	72,4
02/01/2008	TARRAPOW	220	TF1/25	0	28,58	28,76	28,83	28,81
02/01/2008	TARRAPOW	220	TF2/25	0	0	0	-0,01	0
02/01/2008	SCHINARO	220	TRP1/20	0	11,82	10,85	10,48	10,22
02/01/2008	SCHINARO	220	TRP2/20	0	9,04	8,15	7,5	7,4
02/01/2008	SCHINARO	220	TRP3/20	0	0	0	0	0
02/01/2008	SIERO	220	TR2/20	0	14,74	13,21	12,14	11,33

hora24	MIN AVG	hora1	hora2	hora3	hora4	hora5
29,01	0	12,87	7,21	4,78	7,14	8,83
103,87	0	70,47	63,82	59,94	58,3	58,92
76,26	0	46,26	43,31	41,97	35,44	29,22
93,79	0	57,97	50,43	45,67	42,72	43,17
29,05	0	23,14	23,23	23,49	23,77	23,26
0	0	0	0	-0,53	0	-0,66
13,3	0	10,97	10,1	9,68	9,3	9,24
10,6	0	8,44	7,69	6,86	6,93	6,88
0	0	0	0	0	0	0
16,63	0	12,12	10,94	9,71	9,13	8,49
19,08	0	11,26	0	0	5,46	8,64
20,46	0	11,48	10,45	9,93	9,66	9,45

hora24	MAX MAX:	hora1	hora2	hora3	hora4
9,1	0	50,3	44,6	41,2	40,5
82,63	0	105,9	95,8	90,2	87,5
35,1	0	128,7	135,5	124,27	102,2
61,02	0	101,84	97,27	89,42	94,69
22,54	0	32,7	33,2	33,2	32,9
0	0	0	0	0	0
10,82	0	13,72	12	11,48	13,56
9,19	0	14,56	12,4	16,4	10,12
0	0	0	0	0	0
13	0	21,9	20,5	19,3	18,4
15,94	0	20,74	18,3	16,6	14,8
12,73	0	37,5	34,8	32,38	33

Figura 109. Estructura de los ficheros de salida del programa “potencia”.



- Columna A (Fecha): indica la fecha a la que corresponden los datos de esa fila.
- Columna B (B1): indica el nombre de la subestación.
- Columna C (B2): tensión A.T. del transformador.
- Columna D (B3): tipo e identificador del transformador y tensión M.T. del transformador.
- Columna E (info): columna de control a partir de la cual empiezan los valores de potencias medias.
- Columnas F-AC (hora1-hora24): valores medios de potencia para cada hora del día y transformador (son los valores medios de los valores medios).
- Columna AD (MIN AVG): columna de control a partir de la cual empiezan los valores de potencias mínimas.
- Columnas AE-BB (hora1-hora24): valores mínimos de potencia para cada hora del día y transformador (son los valores mínimos de los valores medios).
- Columna BC (MAX MAX): columna de control a partir de la cual empiezan los valores de potencias máximas.
- Columnas BD-CA (hora1-hora24): valores máximos de potencia para cada hora del día y transformador (son los valores máximos de los valores máximos).

4. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA: presentación de resultados.

A. Definición

“Caracterización demanda” es el fichero donde se reúne y compara información procedente de distintos archivos de manera que permita tener al usuario una visión más detallada, según distintos niveles de agregación, de la interfaz transporte-distribución.

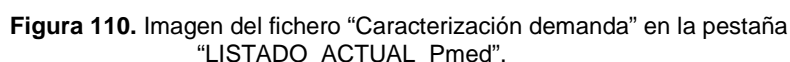
Se compone de una serie de pestañas cuya descripción se detalla a continuación:

1. INDICE.

En esta primera pestaña se ha intentado facilitar el uso del fichero al usuario, haciendo una breve descripción del contenido que cada pestaña e incluyendo vínculos directos a la información más importante que en el fichero se detalla.

2. LISTADO_ACTUAL_Pmed.

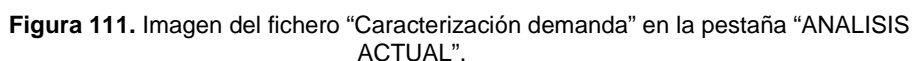
Esta pestaña, es una de las principales del fichero por dos motivos: la primera es que en ella es donde se muestra un listado completo y actualizado de todos los transformadores sujetos a estudio con las características relevantes más descriptivas (CCAA, potencia, zona...), y la segunda es que en ella se pueden visualizar los valores de demanda media “real” (que serán los que se utilicen para los posteriores estudios), obtenidos mediante diversas macros (que se describirán más adelante) y los ficheros obtenidos con el programa “potencia”.



Mismo listado de transformadores que el de la pestaña anterior, pero con valores de demanda máxima.

Mismo listado de transformadores que el de la pestaña anterior, pero con valores de demanda mínima.

Esta pestaña, es otra de las principales del fichero ya que ella se analiza a nivel peninsular, por CCAA., zona de trabajo y distribuidor, la distribución de la potencia instalada actual en puntos frontera, principalmente en función del nivel de tensión y la topología. (nota: “actual”, se refiere al mismo periodo de estudio que se tenga en cuenta en la ejecución del programa “potencia”). Todas las tablas de esta pestaña, se sirven de la información de la pestaña LISTADO ACTUAL Pmed.





6. ANALISIS PREVISION

La información que en esta pestaña se presenta es similar a la de la pestaña anterior, pero en este caso, el análisis corresponde a los esfuerzos de incremento de potencia instalada que se llevaran a cabo en el sistema peninsular para el año 2020.

7. TOTAL 2020

Esta pestaña es la suma de las dos anteriores, muestra la situación prevista para el 2020 de potencia instalada en la interfaz transporte-distribución, con una estructura similar a las anteriores.

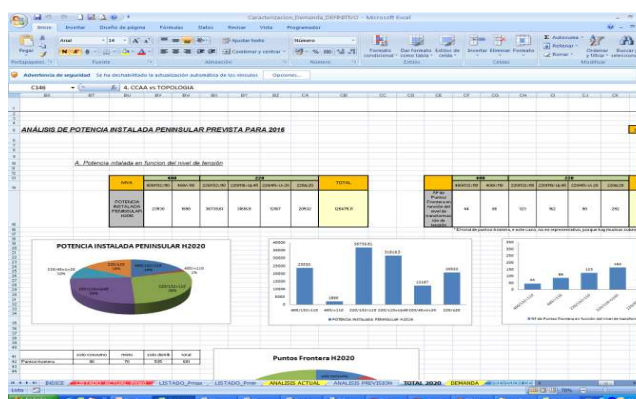


Figura 112. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “TOTAL 2020”.

8. DEMANDA

En esta pestaña se tratan y se visualizan de forma grafica los resultados de demanda que se han obtenido gracias al programa “potencia”.

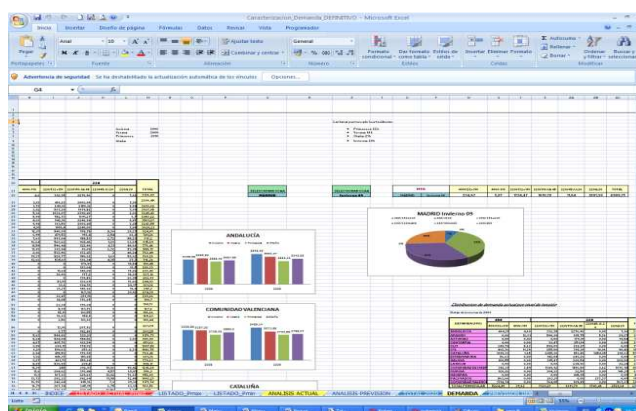


Figura 113. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “DEMANDA”.



9. PREVISION DE DEMANDA

Datos de demanda (demanda solo de transformadores de distribución) prevista para 2020 obtenidos a partir de datos facilitados por el Departamento de Planificación.

10. COMPARATIVA.

Pestaña principal donde se comparan los resultados obtenidos de potencia instalada y demanda, para la situación actual y prevista.

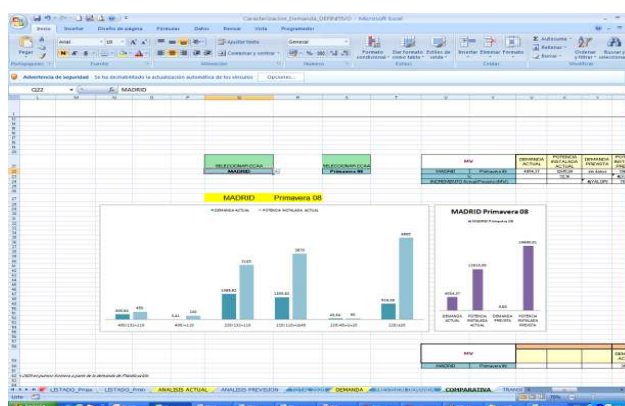


Figura 114. Imagen del fichero “Caracterización demanda” en la pestaña “COMPARATIVA”.

11. TRANSFORMADORES REE

Listado de transformadores propiedad de REE y características principales.

12. PESTAÑAS DE LAS ESTACIONES.

Las siguientes pestañas corresponde a los ficheros de salida del programa “potencia”, con algunas modificaciones, que se describirán en el siguiente apartado, y que junto con la ejecución de las 27 macros de que consta el fichero, permiten la obtención de los valores finales de demanda que se encuentran para cada transformador en las pestañas: LISTADO_ACTUAL_Pmed, LISTADO_ Pmax y LISTADO _Pmin, respectivamente.



B. Ficheros de entrada. Macros.

El fichero “Caracterización Demanda”, como ya se ha comentado, contiene un total de 27 macros que, junto con los ficheros de salida del programa “potencia” que se han copiado como pestañas en este fichero principal, permiten la obtención de los valores finales de demanda media, máxima y mínima que se encuentran para cada transformador en las pestañas: LISTADO_ACTUAL_Pmed, LISTADO_Pmax y LISTADO_Pmin, respectivamente.

Para que estas macros puedan ejecutarse correctamente es necesario realizar algunas modificaciones a los ficheros de salida del programa. Son las siguientes:

Fecha	B1	B2	B3		info	hora1	hora2	hora3
02/01/2008	A.ZINC	220	AT1	132	A.ZINCAT1	0	0	0
02/01/2008	A.ZINC	220	AT2	132	A.ZINCAT2	0	0	0
02/01/2008	ABRERA	220	TF1	25	ABRERATF1	0	17,65	17,49
02/01/2008	ABRERA	220	TF2	25	ABRERATF2	0	0,14	0,14
02/01/2008	ABRERA	220	TF3	20	ABRERATF3	0	6,48	6,69
02/01/2008	ABRERA	220	TF4	20	ABRERATF4	0	6,51	6,71
02/01/2008	ABRERA	220	TF5	20	ABRERATF5	0	6,33	6,53
02/01/2008	ACECA	220	AT2	132	ACECAAT2	0	149,99	138,6
02/01/2008	ACECA	220	AT3	132	ACECAAT3	0	137,75	126,01
02/01/2008	ADRALL	220	TR4	110	ADRALLTR4	0	31,67	29,8
02/01/2008	AEBARCEL	220	TR1	25	AEBARCELTR1	0	0	0
02/01/2008	AEBARCEL	220	TR2	25	AEBARCELTR2	0	0	0
02/01/2008	AEBARCEL	220	TR3	25	AEBARCELTR3	0	0	0

Figura 115. Estructura de la pestaña de lectura de datos de las Macros.

- Columna A (Fecha): sin cambios.
- Columna B (B1): se deben cambiar comas por puntos.
- Columna C (B2): sin cambios.
- Columna D (B3): se debe dejar solo el tipo e identificador del transformador.
- Columna E: tensión M.T. del transformador
- Columna F: columna resultado de concatenar las columnas B y D, es decir, nombre de la subestación y nomenclatura del transformador.
- El resto de columnas no sufren cambios.
- El nombre de la pestaña, deberá ser Inv08, Prim08, Ver08...

Una vez realizados estos cambios, se podrán ejecutar las 27 macros para obtener los valores de demanda en las correspondientes pestañas:

1. Copiar_Pmed_Invierno08
2. Copiar_Pmed_Primavera08
3. Copiar_Pmed_Verano08
4. Copiar_Pmed_Otoño08
5. Copiar_Pmed_Invierno09
6. Copiar_Pmed_Primavera09
7. Copiar_Pmed_Verano09
8. Copiar_Pmed_Otoño09
9. Copiar_Pmed_Invierno10



10. Copiar_Pmax_Invierno08
11. Copiar_Pmax_Primavera08
12. Copiar_Pmax_Verano08
13. Copiar_Pmax_Otoño08
14. Copiar_Pmax_Invierno09
15. Copiar_Pmax_Primavera09
16. Copiar_Pmax_Verano09
17. Copiar_Pmax_Otoño09
18. Copiar_Pmax_Invierno10

19. Copiar_Pmin_Invierno08
20. Copiar_Pmin_Primavera08
21. Copiar_Pmin_Verano08
22. Copiar_Pmin_Otoño08
23. Copiar_Pmin_Invierno09
24. Copiar_Pmin_Primavera09
25. Copiar_Pmin_Verano09
26. Copiar_Pmin_Otoño09
27. Copiar_Pmin_Invierno10

Cada macro, lo que hace es leer la pestaña correspondiente a su “estación y calcular la potencia que corresponda, es decir, por ejemplo:

Copiar_Pmed_Invierno08 => lee la pestaña Inv08 y calcula la media horaria de todos los valores medios de todos los días de dicho periodo para cada transformador, y copia este valor en la pestaña LISTADO_ACTUAL_Pmed, en el transformador correspondiente.

NOTA: La estructura de las pestañas LISTADO_* deberá ser siempre la misma, ya que los valores de salida de las macros se situarán siempre a partir de la misma columna, aunque cabe destacar que el código de las mismas se podrá modificar para poder ampliar a modificar los periodos de estudio en un futuro.

ANEXO C.

C. INFORMACIÓN DETALLADA DE POTENCIA INSTALADA Y DEMANDA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA, EN LA SITUACIÓN ACTUAL.

1. ANDALUCÍA

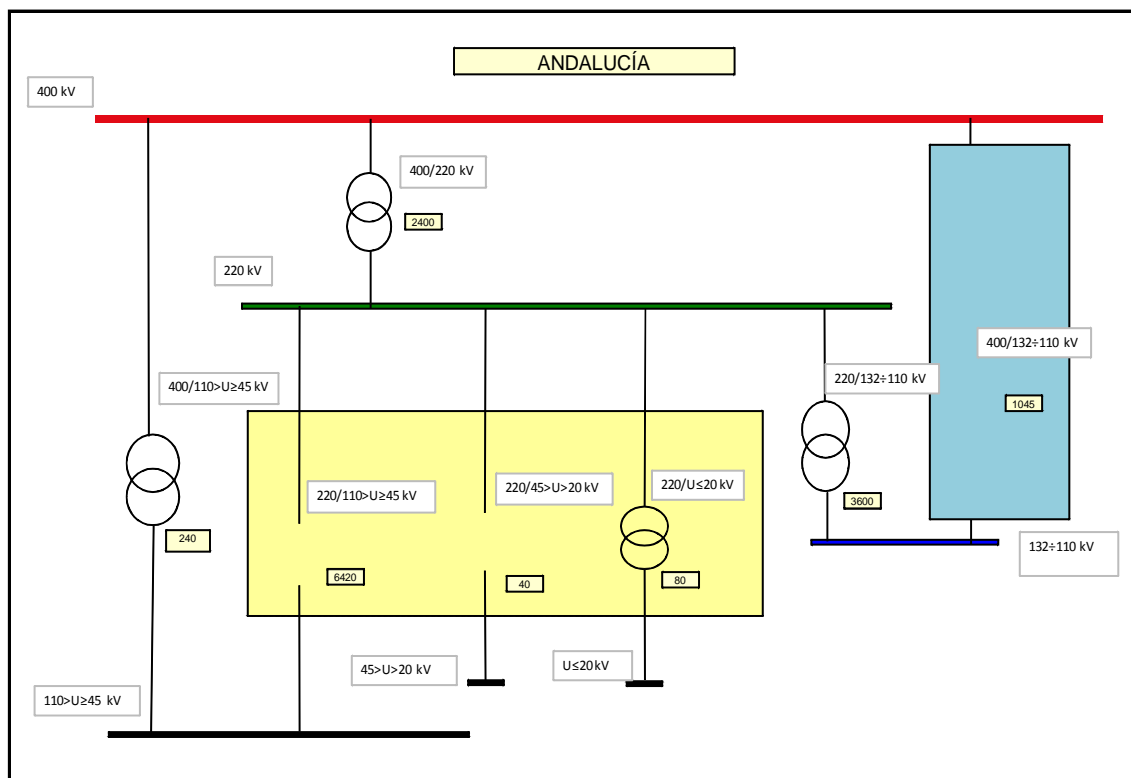


Figura 116. Potencia instalada por nivel de tensión en Andalucía.

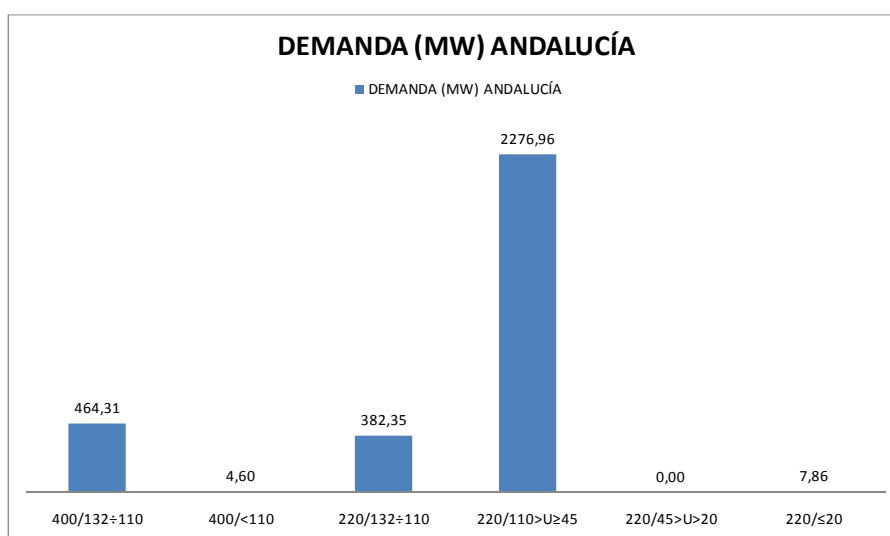


Figura 117. Demanda por nivel de tensión en Andalucía.

2. ARAGÓN

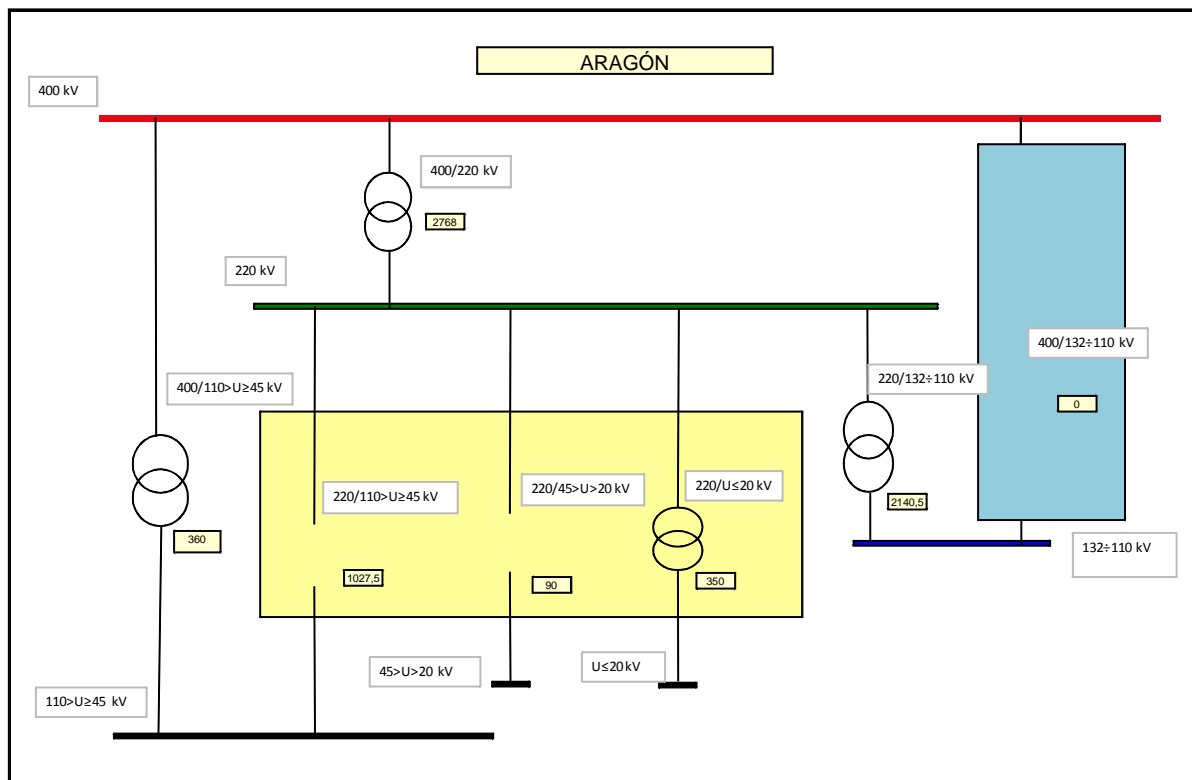


Figura 118. Potencia instalada por nivel de tensión en Aragón.

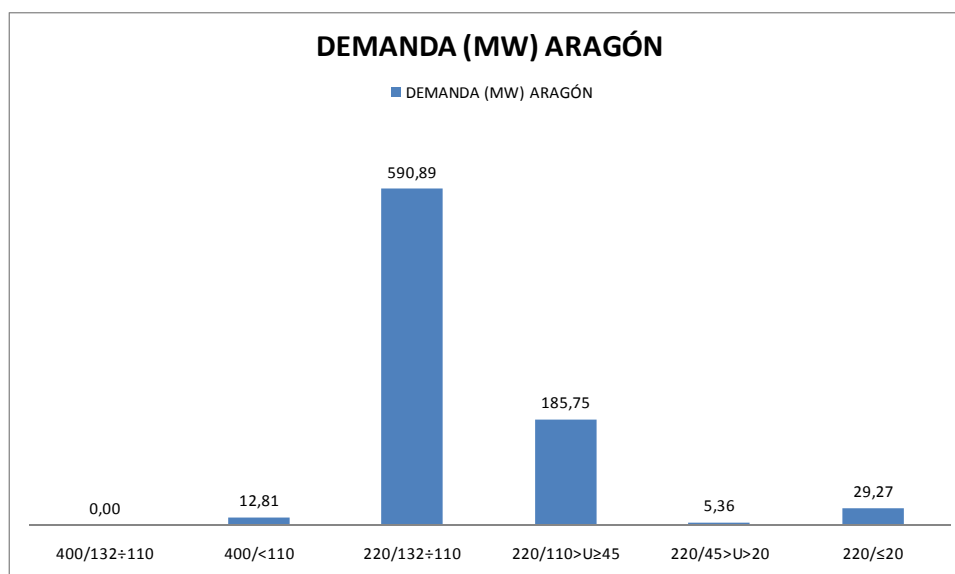


Figura 119. Demanda por nivel de tensión en Aragón.

3. ASTURIAS

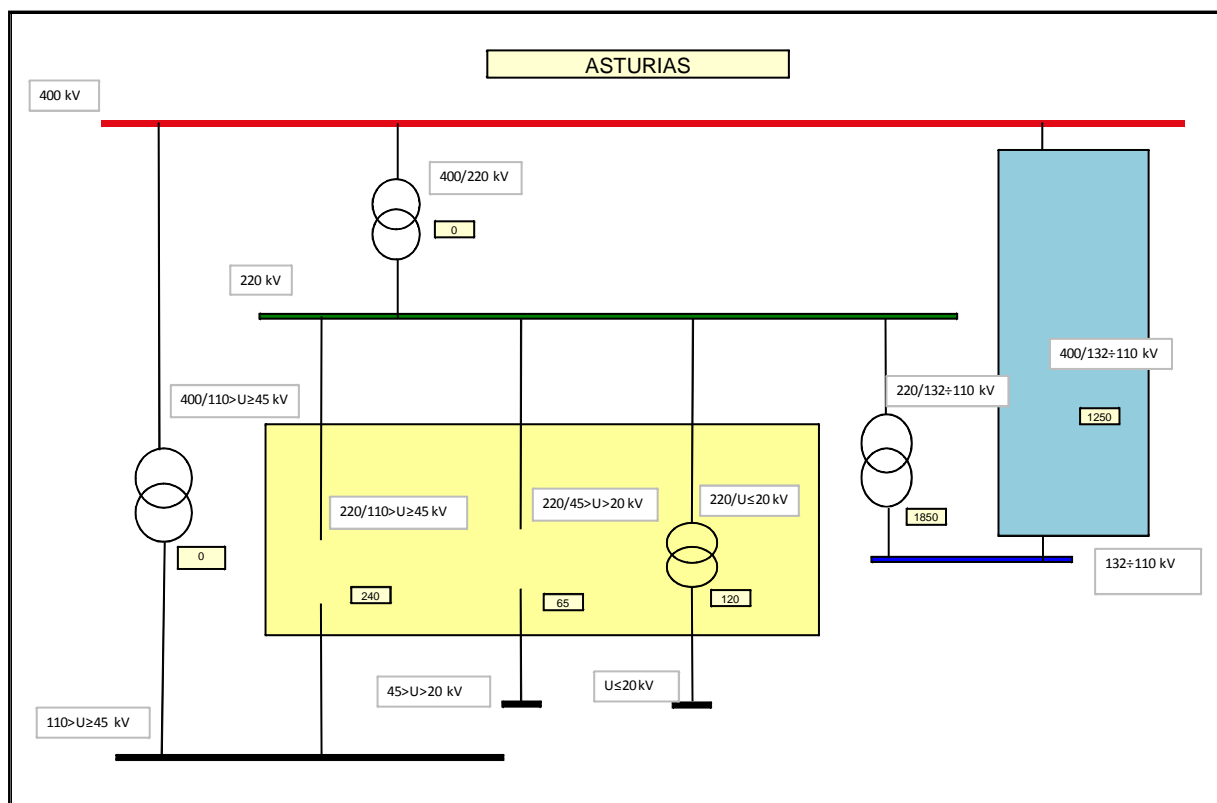


Figura 120. Potencia instalada por nivel de tensión en Asturias.

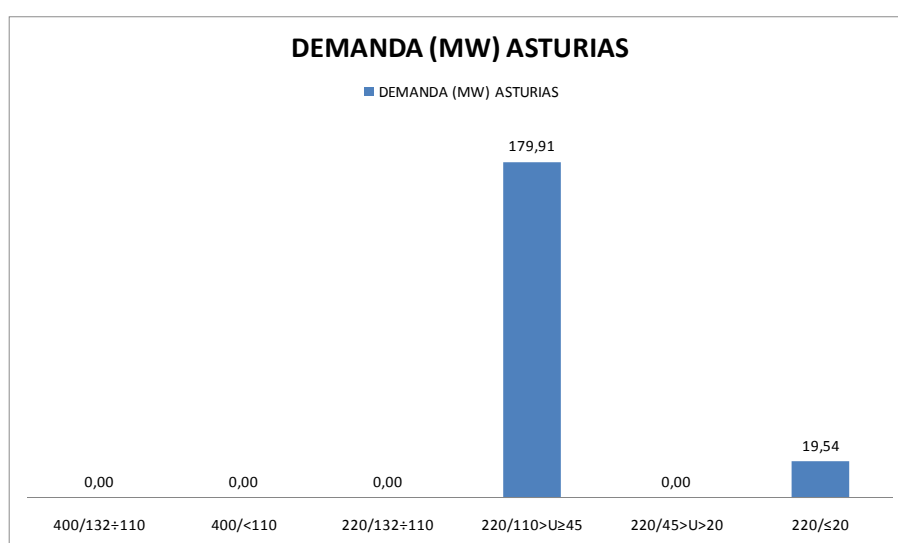


Figura 121. Demanda por nivel de tensión en Asturias.



4. CANTABRIA

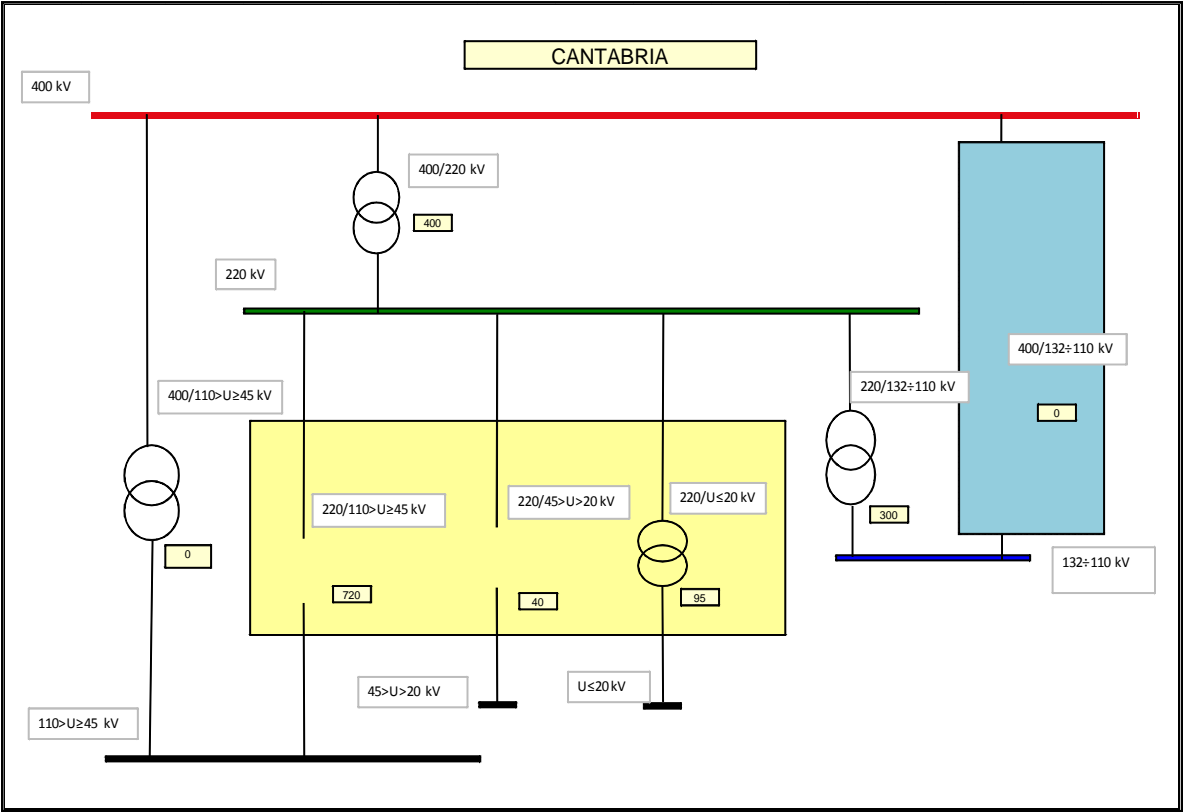


Figura 122. Potencia instalada por nivel de tensión en Cantabria.

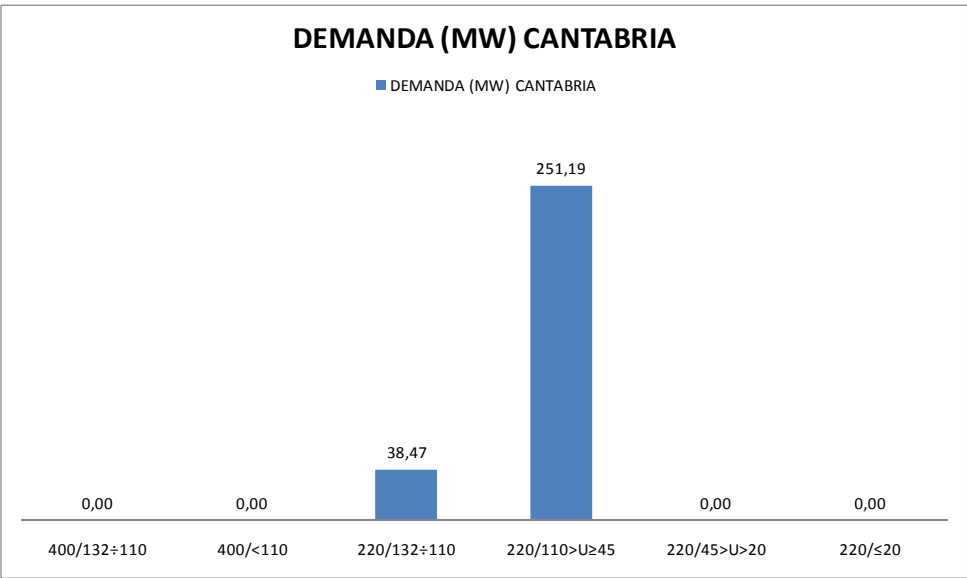


Figura 123. Demanda por nivel de tensión en Cantabria.

6. CASTILLA Y LEÓN

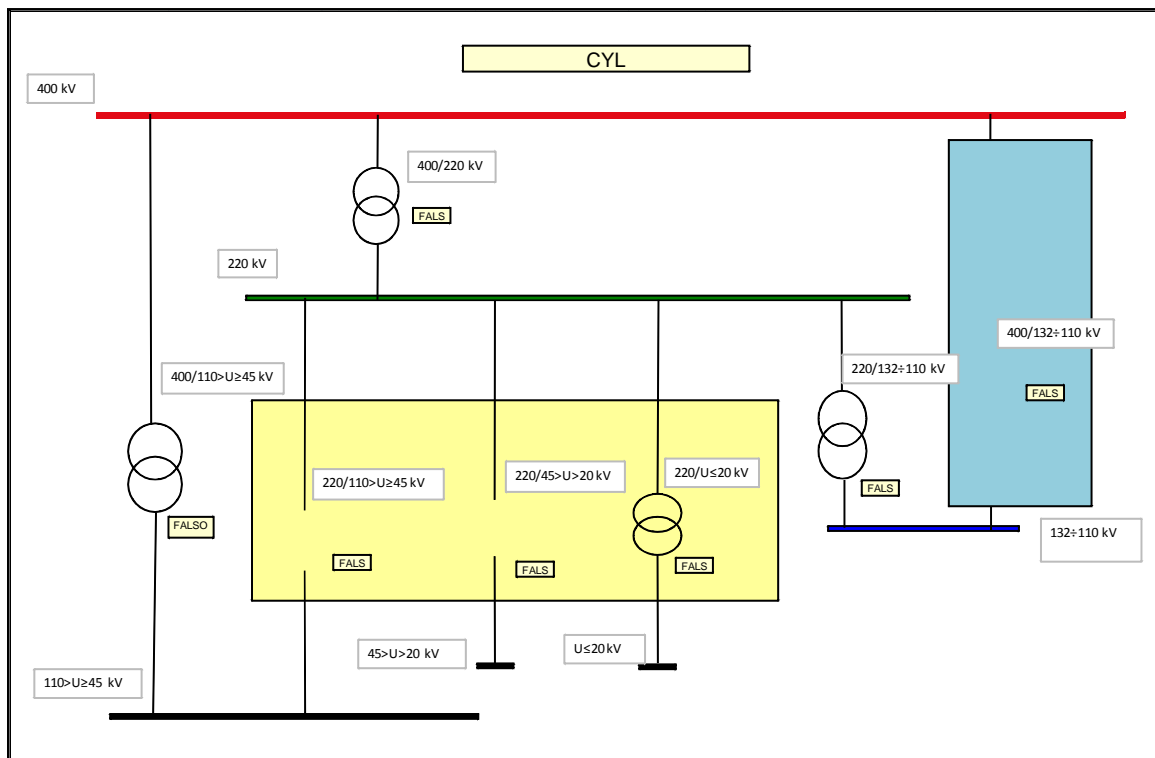


Figura 126. Potencia instalada por nivel de tensión en Castilla y León.

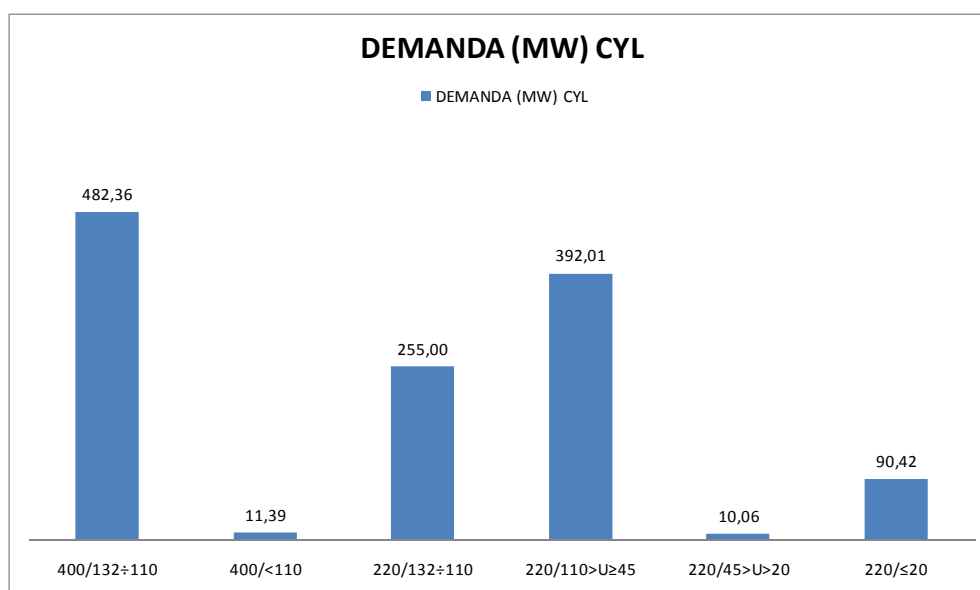


Figura 127. Demanda por nivel de tensión en Castilla y León.

7. CATALUÑA

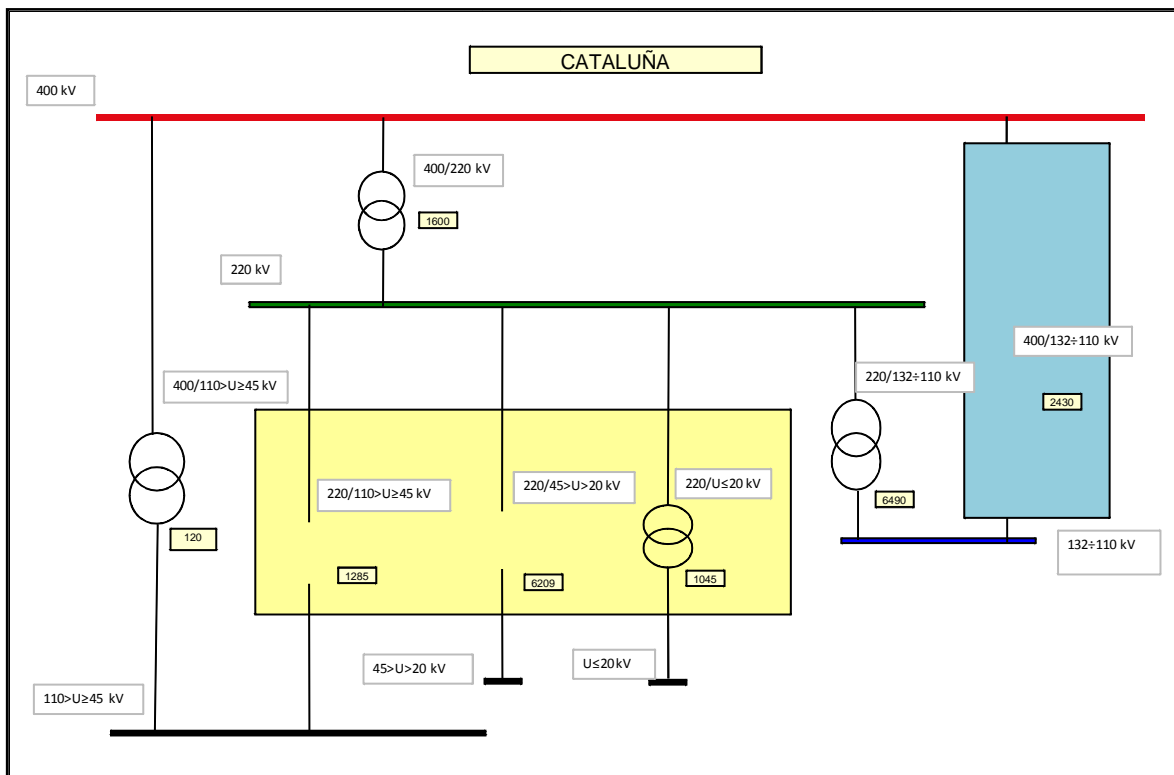


Figura 128. Potencia instalada por nivel de tensión en Cataluña.

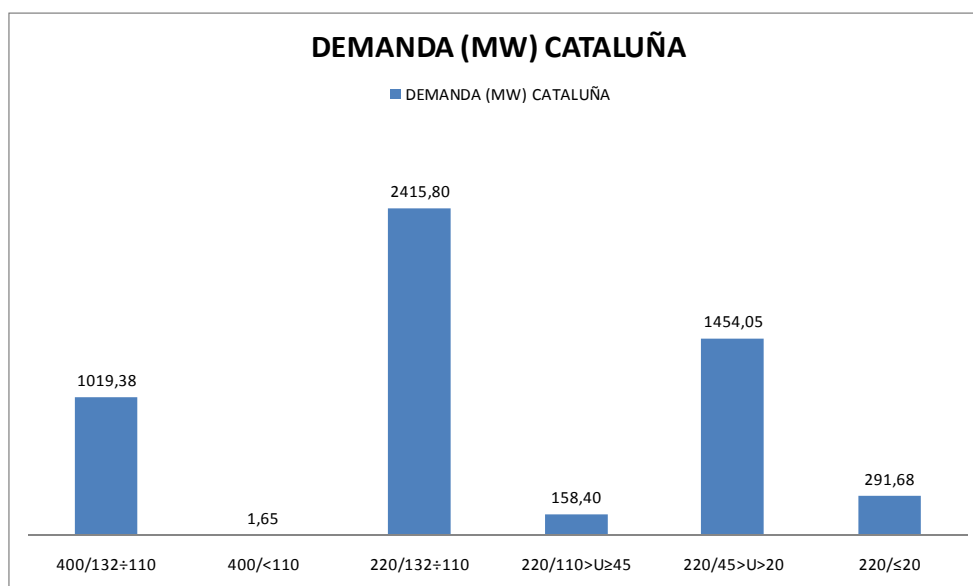


Figura 129. Demanda por nivel de tensión en Cataluña.

8. EXTREMADURA

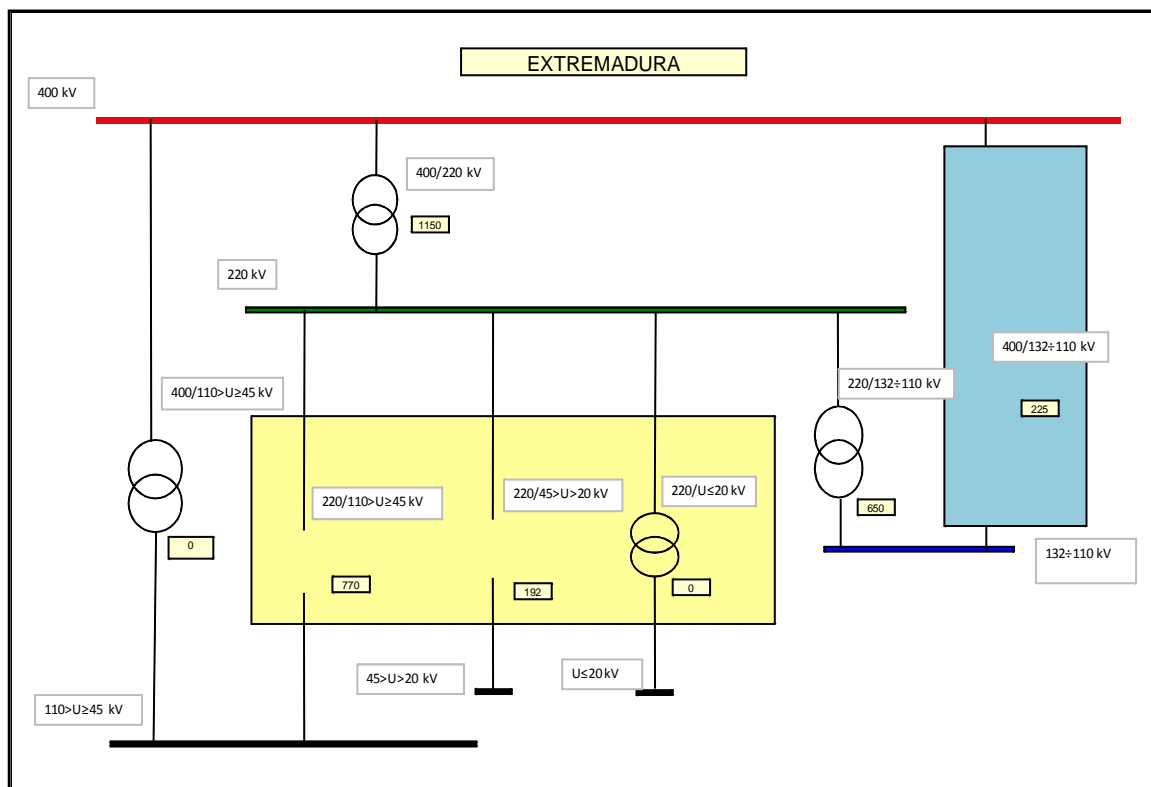


Figura 130. Potencia instalada por nivel de tensión en Extremadura.

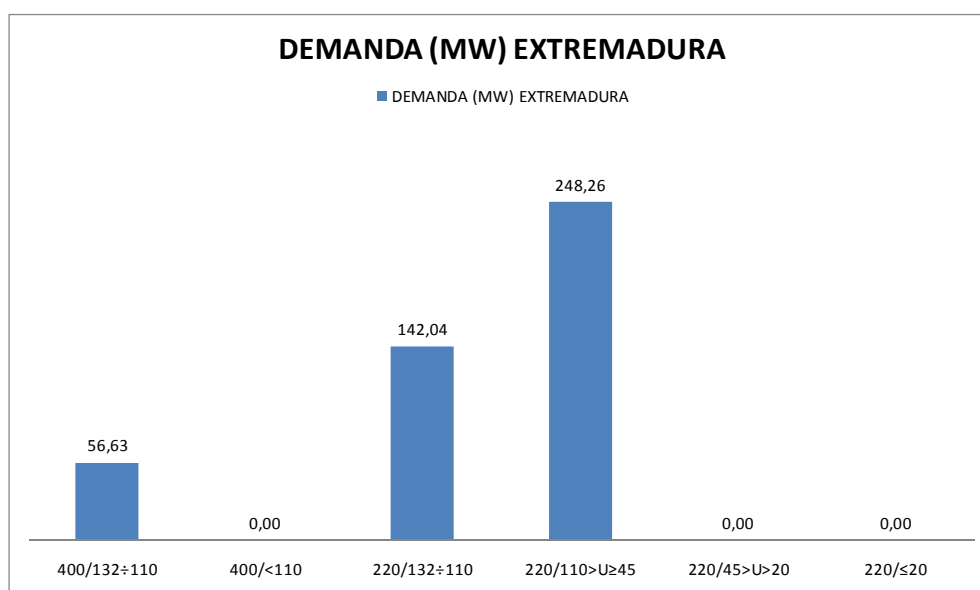


Figura 131. Demanda por nivel de tensión en Extremadura.

9. GALICIA

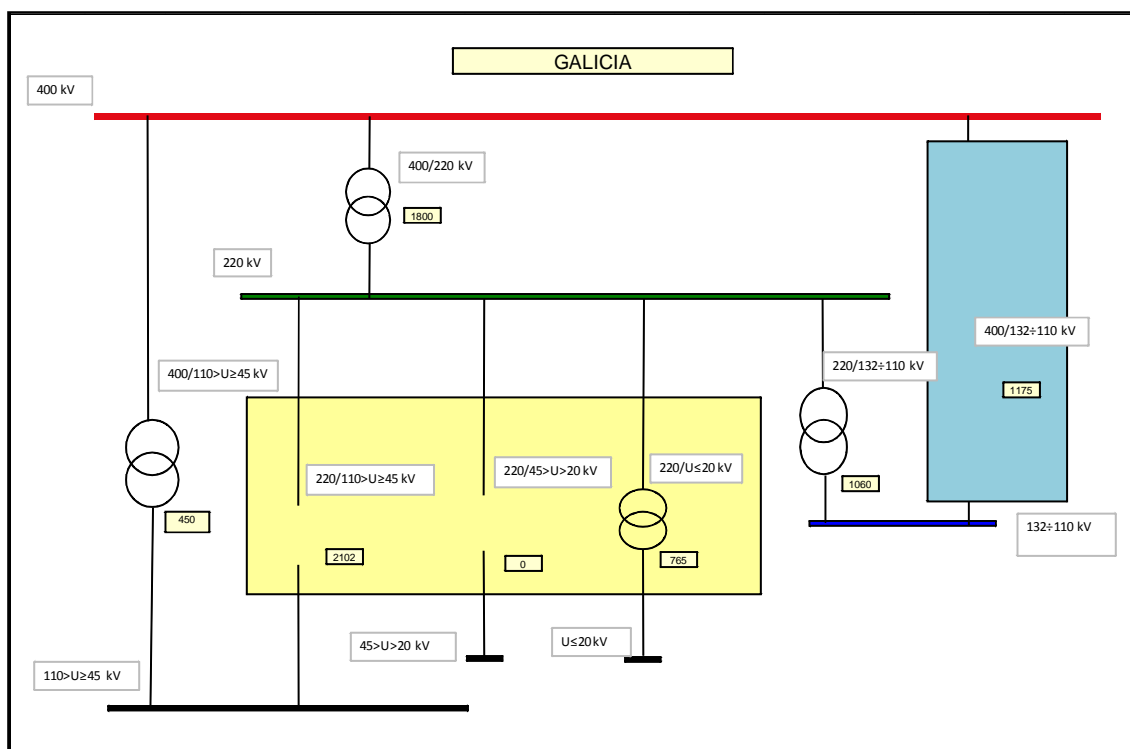


Figura 132. Potencia instalada por nivel de tensión en Galicia.

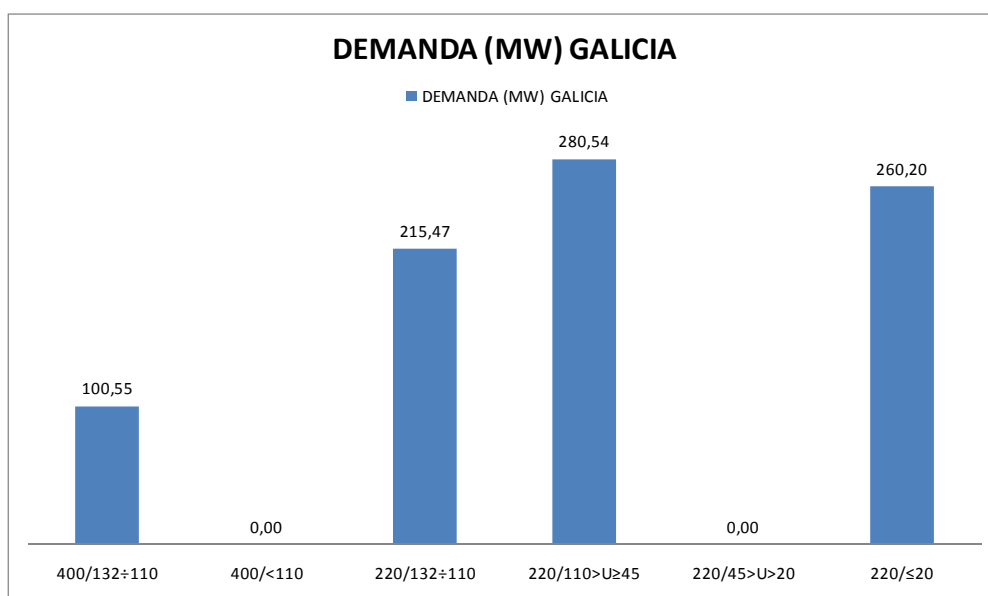


Figura 133. Demanda por nivel de tensión en Galicia.

10. LA RIOJA

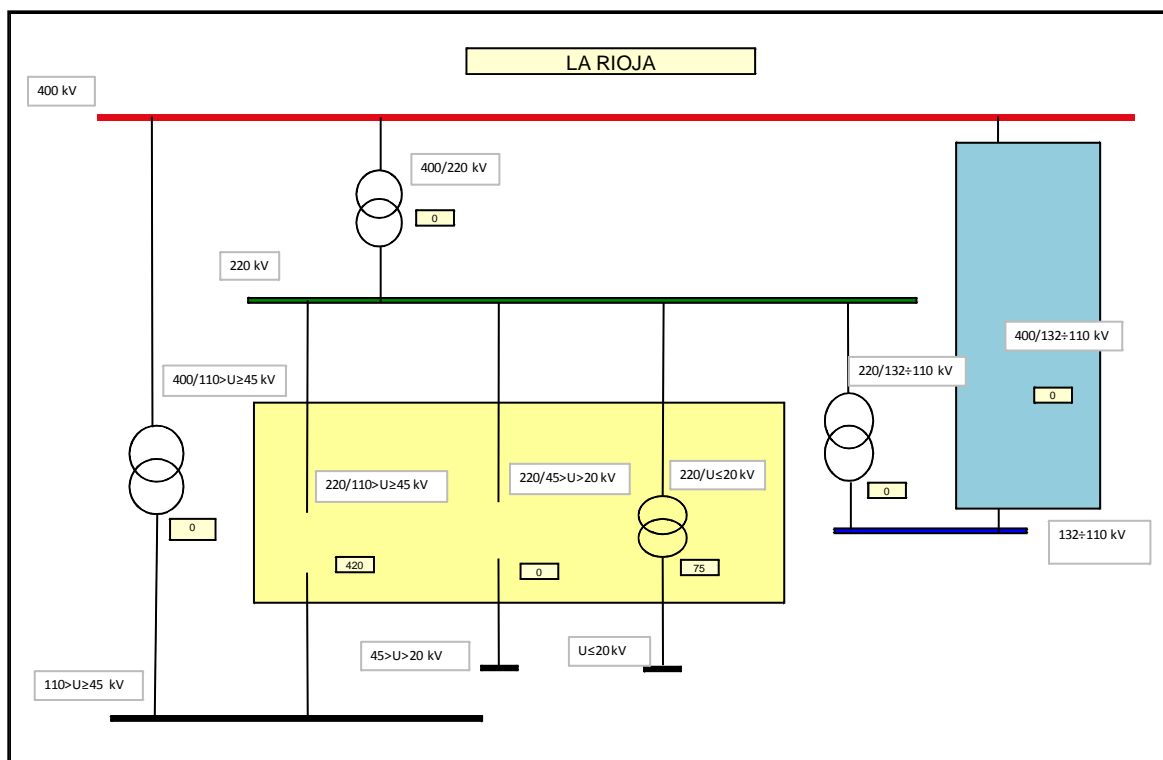


Figura 134. Potencia instalada por nivel de tensión en La Rioja.

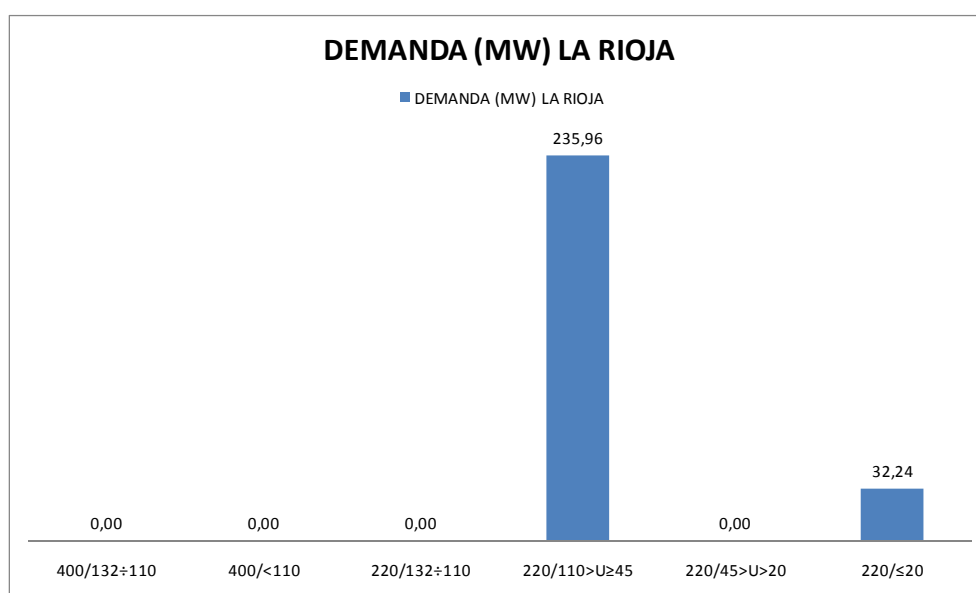


Figura 135. Demanda por nivel de tensión en La Rioja.

11.COMUNIDAD DE MADRID

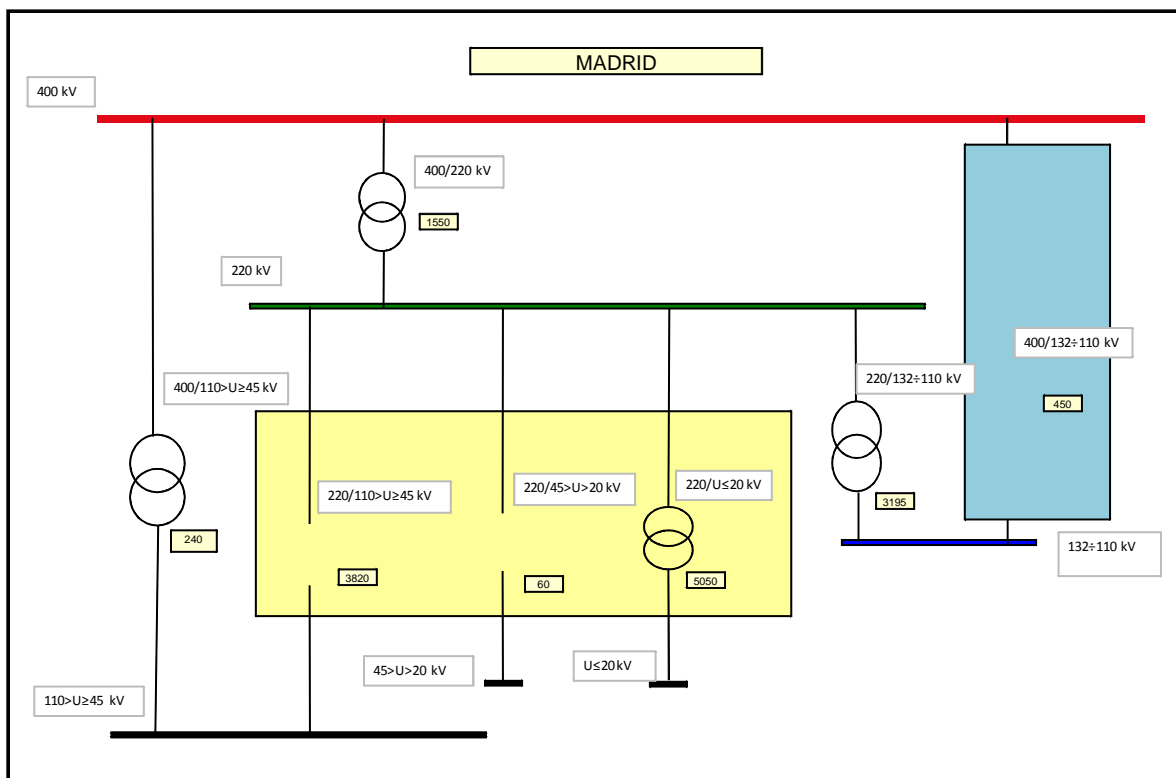


Figura 136. Potencia instalada por nivel de tensión en la Comunidad de Madrid.

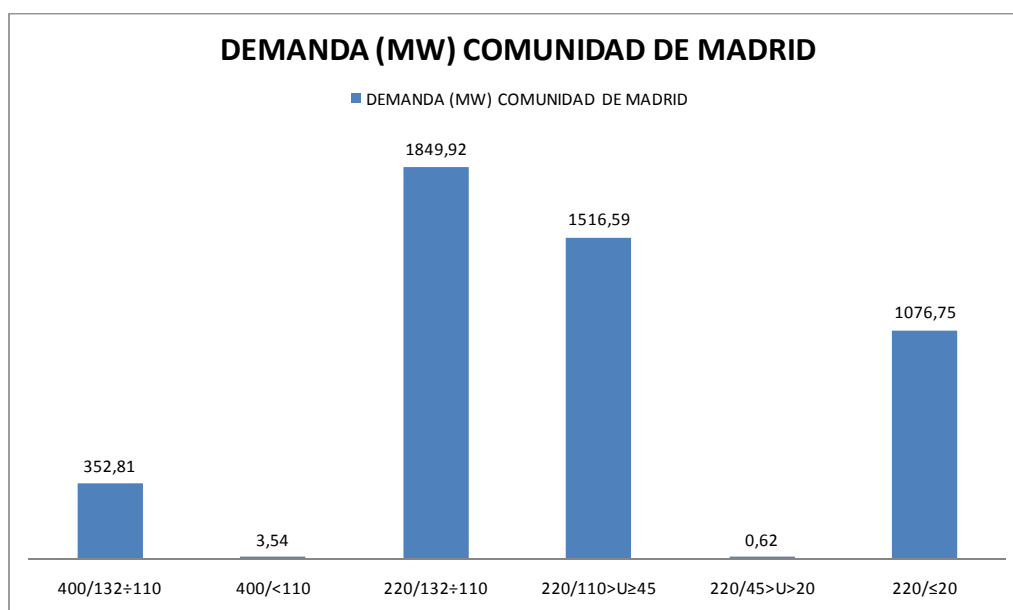


Figura 137. Demanda por nivel de tensión en la Comunidad de Madrid.

12. MURCIA

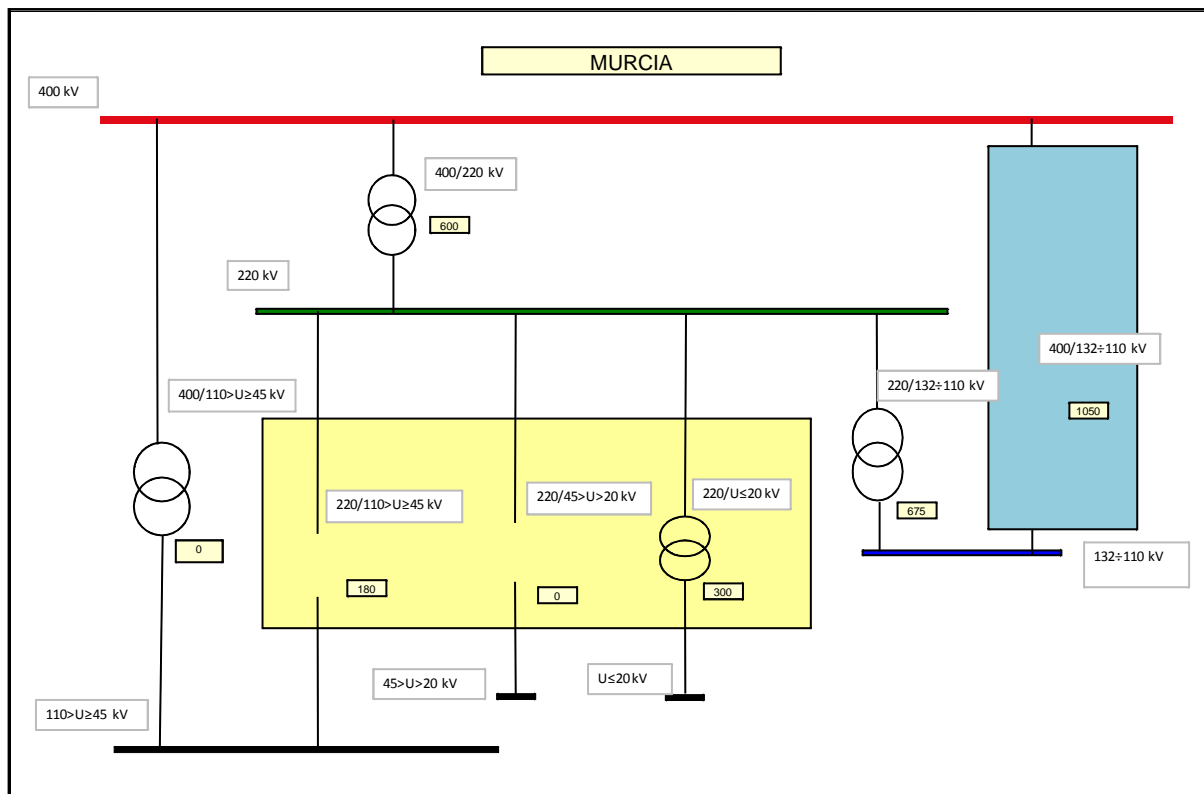


Figura 138. Potencia instalada por nivel de tensión en Murcia.

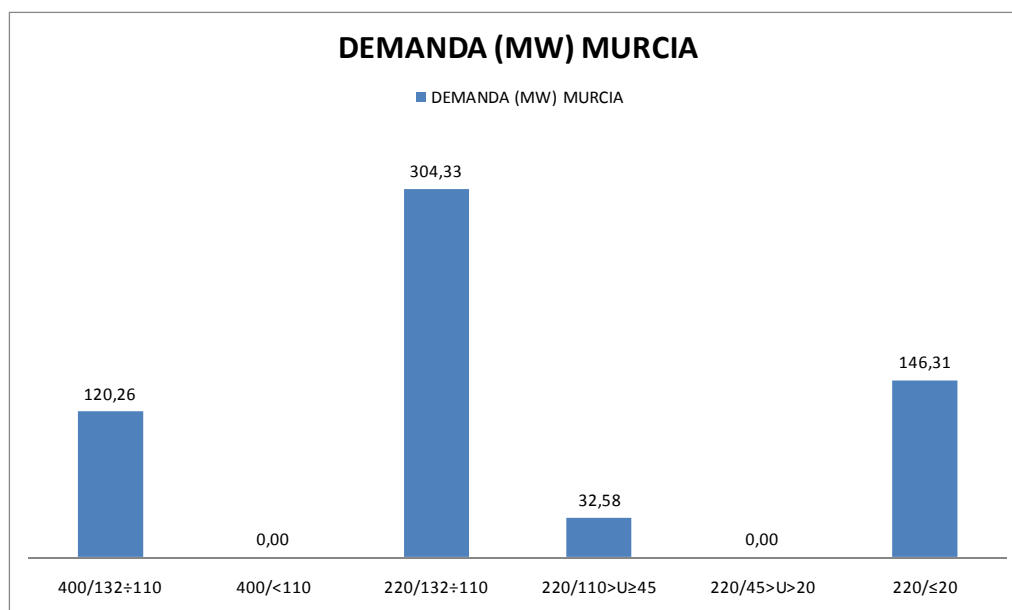


Figura 139. Demanda por nivel de tensión en Murcia.

13. NAVARRA

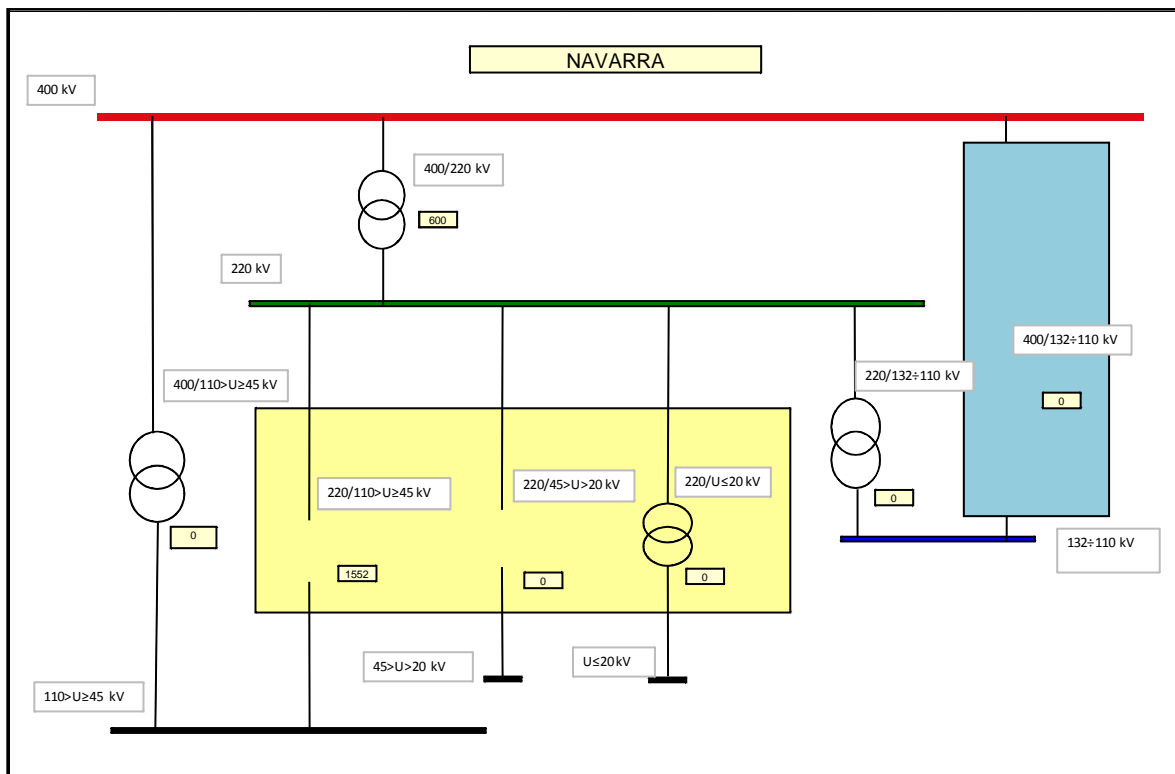


Figura 140. Potencia instalada por nivel de tensión en Navarra.

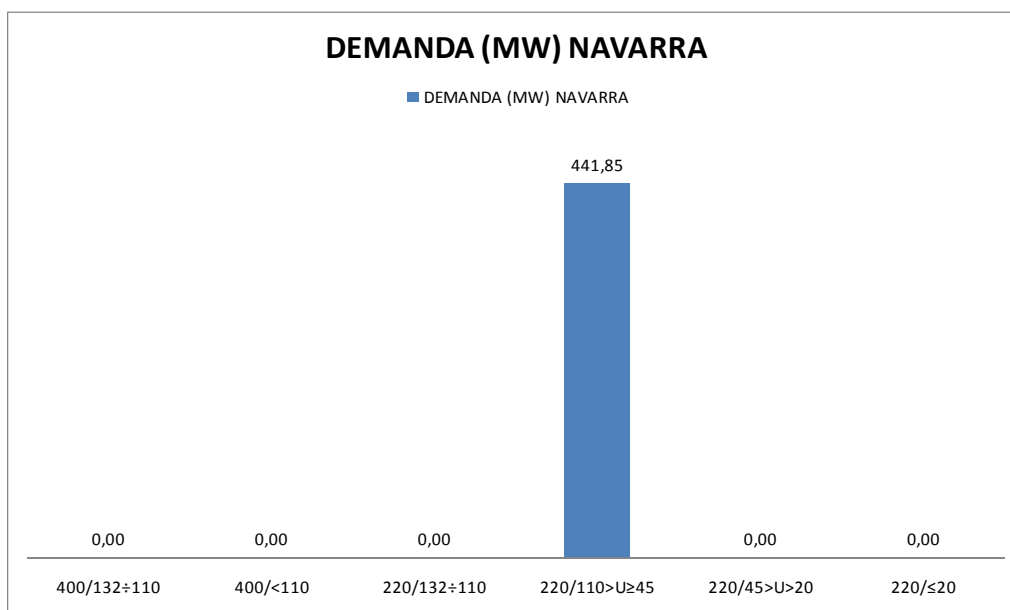


Figura 141. Demanda por nivel de tensión en Navarra.

14. PAÍS VASCO

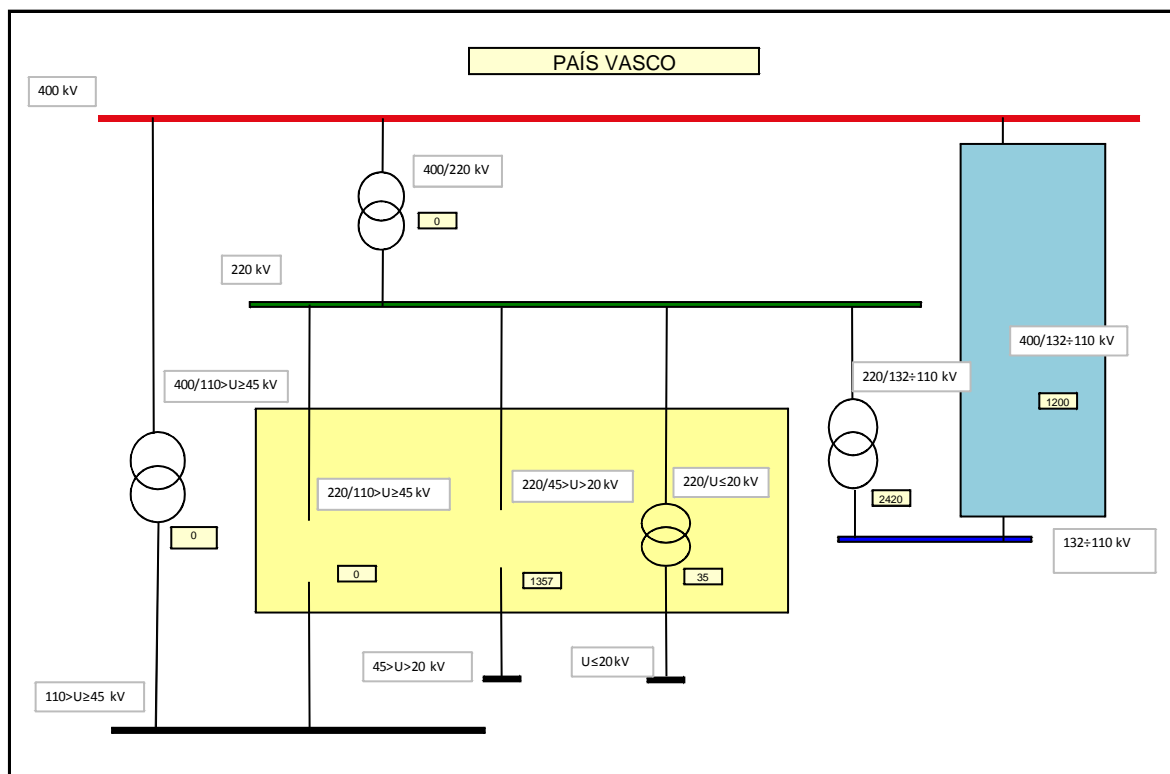


Figura 142. Potencia instalada por nivel de tensión en el País Vasco.

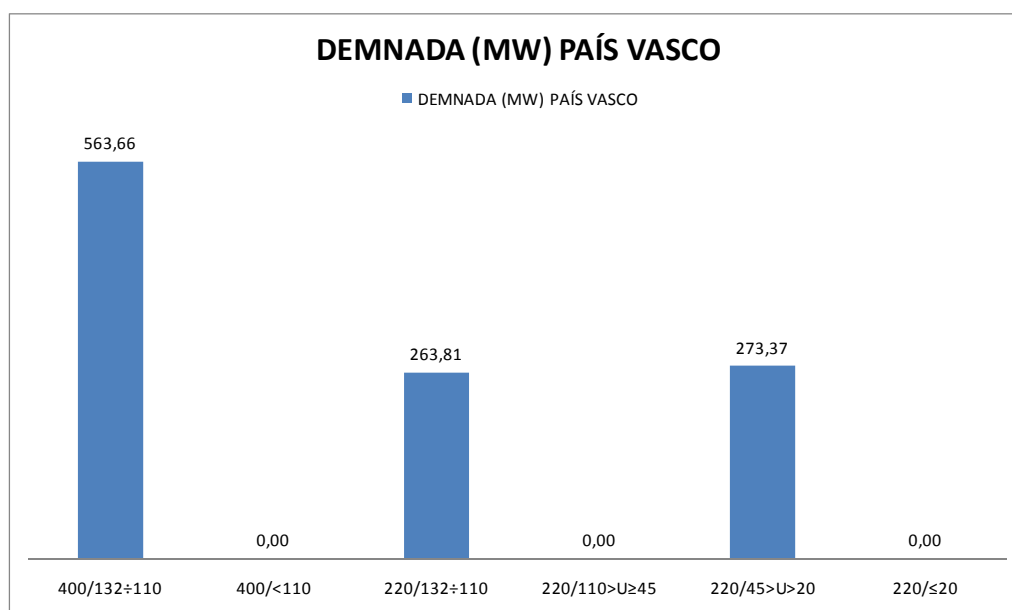


Figura 143. Demanda por nivel de tensión en el País Vasco.

15.COMUNIDAD VALENCIANA

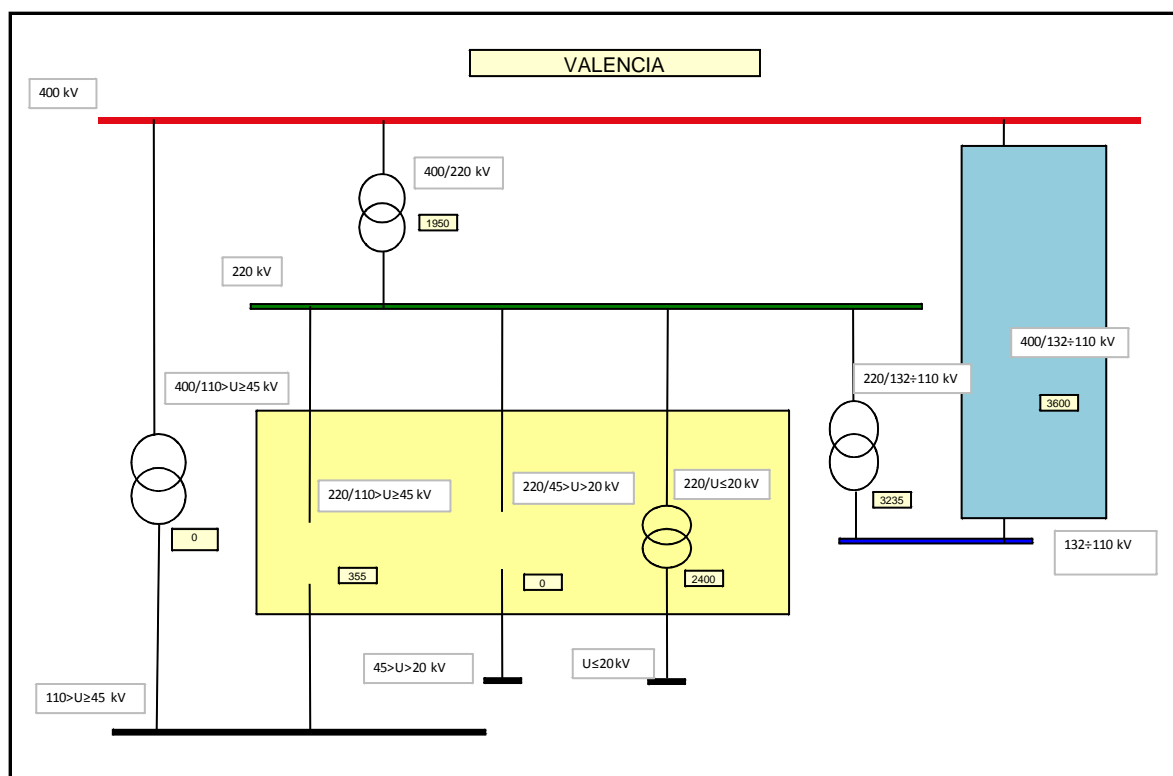


Figura 144. Potencia instalada por nivel de tensión en la Comunidad Valenciana.

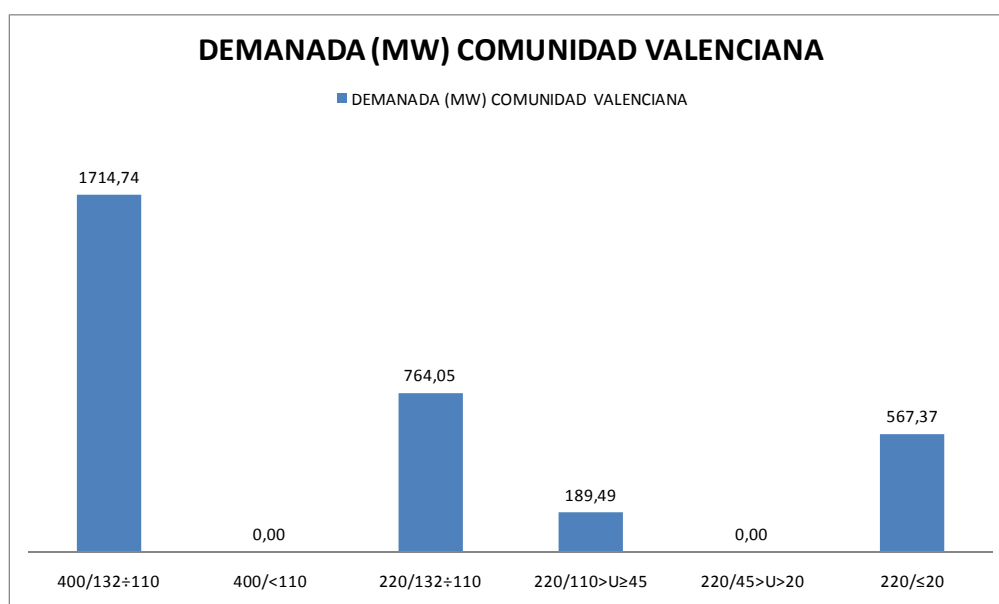


Figura 145. Demanda por nivel de tensión en la Comunidad Valenciana.

ANEXO D

D. ESTIMACIÓN DE DEMANDA FUTURA: HORIZONTE 2020.

a) La demanda eléctrica peninsular. [7], [8]

La demanda peninsular en barras de central (b.c.) se situó durante el 2008 en 263.530 GWh, un 0,8 % superior a la del 2007, el crecimiento más bajo desde 1993 que fue del 0,1 %. Descontando los efectos de la laboralidad y la temperatura, el crecimiento atribuible a la actividad económica apenas alcanzó el 0,6 %. Esta trayectoria se prolongó durante el 2009, situándose al finalizar el año en 252.772 GWh, un 4,7 % inferior a la del año anterior. Esta desaceleración de la demanda es debida fundamentalmente al importante decaimiento de la actividad económica²⁶, ya que el comportamiento del consumo eléctrico está fuertemente correlacionado con la evolución del Producto Interior Bruto (PIB), como se puede observar en las siguientes tablas:

	Δ Demanda		
	PIB	(por actividad económica)	Δ Demanda
2005	3,6	3,5	4,8
2006	3,9	4,2	3,1
2007	3,6	4,2	3,0
2008	0,9	0,8	1,0
2009	-3,6	-4,5	-4,7

Tabla 29. Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular (%).

Fuente: “Informe del sistema eléctrico español 2009”, REE

	% 08/07	% 09/08
Demanda en b.c.	1,0	-4,7
Componentes (1)		
Efecto temperatura (2)	-0,2	0,2
Efecto laboralidad	0,4	-0,4
Efecto actividad económica y otros	0,8	-4,5

(1) La suma de efectos es igual al cambio por ciento de variación de la demanda real. (2) Temperaturas medias diarias por debajo de 15°C en invierno y por encima de 25°C en verano, producen aumento de la demanda.

Tabla 30. Componentes de la variación de la demanda en b.c. (%).

Fuente: “Informe del sistema eléctrico español 2009”, REE

Para el análisis de la planificación y la previsión de la demanda, el operador del sistema, ha considerado el escenario central de previsión con una hipótesis de crecimiento del PIB en el periodo 2006-2016 en torno al 3,0%. Sin embargo, las últimas previsiones a largo plazo elaboradas por diversas instituciones económicas hacen referencia a crecimientos del PIB a largo plazo en torno al 2,5%, lo que implicaría, caso de cumplirse estas previsiones, un menor incremento de la demanda y, por tanto, mayor margen de seguridad.

Con todo ello se obtiene una previsión de crecimiento medio anual de demanda para el periodo 2006-2016 del 3,2% en el escenario central y del 2,4% en el escenario de eficiencia.

²⁶ Debido a lo, las previsiones de demanda y desarrollos futuros de la red de transporte, establecidos en la Planificación de los sectores de la electricidad y gas 2008-2016, de mayo de 2008, se trasladan al Horizonte 2020.

A continuación, se recoge la evolución prevista de la demanda en b.c. en las distintas previsiones elaboradas.

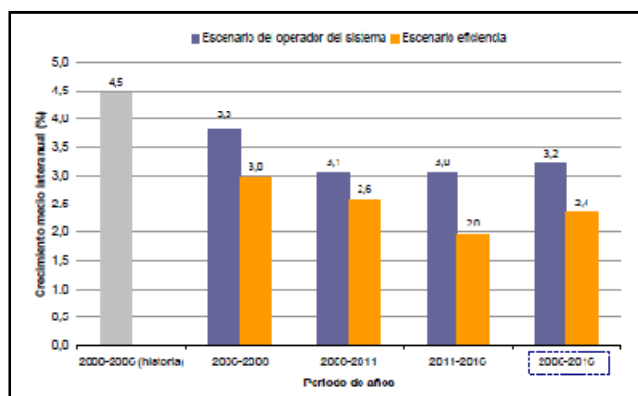


Figura 146. Variación anual de la demanda en b.c. en los dos escenarios planteados (central del operador del sistema eléctrico y de eficiencia)

Fuente: "Informe del sistema eléctrico español 2009", REE

Año	Demanda peninsular de electricidad en b.c. (TWh)	
	Escenario de eficiencia	Escenario del operador del sistema eléctrico
2006	254	
2008	269	273
2011	290	299
2016	320	348

Tabla 31. Escenarios de evolución de demanda en b.c. (temperatura media)

Fuente: "Informe del sistema eléctrico español 2008", REE

- *Previsión de las puntas de demanda media horaria en barras de central a nivel peninsular.*

En la figura 138 se recoge la evolución de la punta de demanda media horaria en b.c. a nivel peninsular:

Al igual que en el caso de la demanda anual, la creciente penetración de equipos de climatización ha generado también incrementos en los valores de punta de potencia tanto de invierno como de verano, dando lugar a sucesivos récords de punta de demanda.

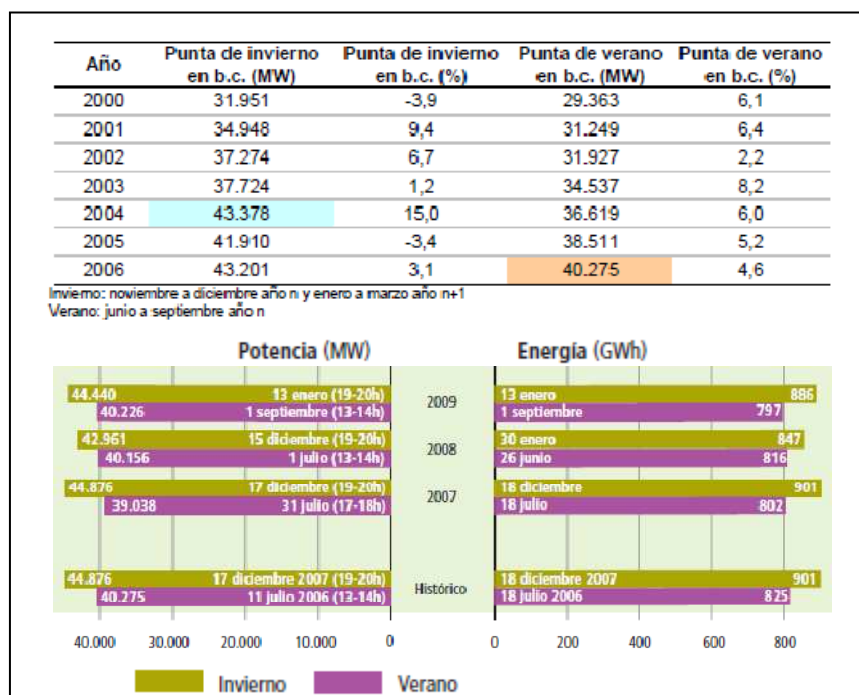


Figura 147. Tabla de evolución de la punta peninsular de potencia media horaria en b.c. y máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria.

Fuente: "Informe del sistema eléctrico español 2009", REE

Históricamente, la punta de potencia media horaria de invierno creció a un ritmo medio interanual del 4,7% y la de verano del 5,8%, frente a un crecimiento de la demanda anual en b.c. del 5,0%. Esta situación suponía un crecimiento medio anual de las puntas de potencia tanto de invierno como de verano de unos 1.500 MW.

- En 2006 se alcanzó el récord de punta de potencia de verano debido a las temperaturas muy calurosas registradas en este periodo mientras que la punta de potencia de invierno fue inferior al récord registrado en enero de 2005 (invierno 2004/2005). La punta de potencia instantánea del invierno 2006/2007 fue de 43.400 MW un 2,7% superior a la del invierno anterior y la de verano se situó en 40.730 MW superior al anterior récord histórico registrado en julio de 2005, en un 4,5%. En términos de potencia media horaria estos valores para 2006 se han situado en 43.200 MW y 40.275 MW, respectivamente.

La previsión de puntas horarias se ha realizado a partir de la relación de las puntas mensuales con series cortas de días consecutivos con temperaturas extremas, frías en invierno y calurosas en verano y con la demanda esperada en cada mes, corregida de laboralidad.

El operador del sistema, ha calculado una senda de puntas horarias de invierno y verano de carácter extremo. Esta senda recoge los valores máximos que tendría que afrontar el sistema eléctrico peninsular en una situación crítica, y que corresponden al escenario superior de crecimiento de demanda combinado con rachas de temperaturas extremas históricas, es



decir, los valores de las rachas de temperatura más fría en invierno y más calurosa en verano habida en el periodo histórico. La cobertura de estos valores permitiría asegurar una adecuada calidad de suministro en el sistema eléctrico peninsular. En la tabla 33 se muestran estos valores.

Año	Punta Escenario del operador del sistema eléctrico (MW)	
	Invierno	Verano
2005	41.910	38.511
2006	43.201	40.275
2008	47.900	43.700
2011	53.300	48.700
2016	63.200	59.500

Invierno: noviembre a diciembre año n y enero a marzo año n+1
Verano: junio a septiembre año n

Tabla 32. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario del operador del sistema.

Fuente: "Informe del sistema eléctrico español 2009", REE

Adicionalmente, y mientras que los efectos de las posibles medidas de gestión de demanda no se reflejen de manera efectiva en la evolución de las puntas, especialmente en el corto plazo, la ocurrencia de situaciones climatológicas extremas (tanto en invierno como en verano), similares a las acaecidas en los últimos años, podría incrementar las previsiones extremas reflejadas en la tabla anterior en un valor estimado de 2.000 MW.

Por otra parte, en la tabla 34 se recogen las previsiones de puntas de potencia media horaria en b.c. elaboradas a partir de la hipótesis de la puesta en marcha de medidas de gestión de demanda y su efecto en las puntas, si bien el resultado de medidas específicas orientadas a modificar la curva de carga podría llevar a reducciones de puntas mayores a las aquí estimadas.

Año	Punta Escenario Eficiencia (MW)	
	Invierno	Verano
2005	41.910	38.511
2006	43.201	40.275
2008	46.200	42.400
2011	50.800	46.600
2016	58.700	55.200

Invierno: noviembre a diciembre año n y enero a marzo año n+1
Verano: junio a septiembre año n

Tabla 33. Previsión de puntas de potencia media horaria de invierno y verano en b.c. Escenario de eficiencia.

Fuente: "Informe del sistema eléctrico español 2009", REE

Para la realización del ejercicio de planificación se parte de los valores en b.c. previstos en el escenario del operador del sistema, incrementando estas previsiones en un 5% con el objeto de obtener un escenario aún más extremo y por lo tanto más conservador. Concretamente, se consideran las previsiones a nivel de nudo, que se obtienen deduciendo de los datos en b.c. previstos, las pérdidas de la red y la autoproducción no modelada.



b) Desarrollo de la red de transporte eléctrico. [9]

▪ *Metodología de planificación de la red de transporte.*

La metodología de planificación comprende un conjunto de etapas orientadas a la identificación de problemas y propuesta de soluciones. El proceso comprende diferentes etapas: análisis estático, análisis dinámico, análisis de la viabilidad de la implantación física de los proyectos y evaluación ambiental previa y aplicación de criterios de eficiencia económica.

▪ *Programa de futura infraestructuras eléctricas.*

Los análisis de comportamiento de red realizados han puesto de manifiesto el conjunto de puntos débiles previsibles en la red de transporte, para alcanzar las necesidades requeridas en el año 2016, que han permitido una evaluación de las alternativas de desarrollo asociadas a la solución de los mismos. Como consecuencia de dichos estudios, se recopilan en este capítulo las distintas actuaciones de desarrollo de red en el periodo 2007-2016. Se incluyen las actuaciones recogidas en el documento de revisión de la planificación 2005-2011 de marzo de 2006 y las nuevas actuaciones y modificaciones que surgen del nuevo proceso de planificación 2008-2016.

Se han considerado los refuerzos de la red de transporte que se derivan de las solicitudes de acceso a la misma, de generación y demanda, resueltas en sus correspondientes estudios de viabilidad de acceso desde la publicación del documento de revisión de la planificación 2005-2011.

Para presentar de manera ordenada las propuestas de desarrollo, se destaca el carácter fundamental de las actuaciones según las siguientes categorías generales:

- Mallado de red de transporte, que incluye actuaciones que proporcionan un desarrollo estructural de la red.
- Desarrollo de las interconexiones internacionales.
- Apoyo a la demanda, que incluye las actuaciones asociadas al refuerzo del interfaz entre los distintos niveles de transporte y apoyo transporte-distribución.
- Conexión local de nueva generación, que incluye las actuaciones puntuales imprescindibles para asegurar la conexión de cada uno de los generadores.

No se han incluido los transformadores de evacuación de generación. Sin embargo, pese a no ser instalaciones de transporte, dada su relevancia en el sistema, se han identificado los transformadores de distribución 400/132-110 kV si bien no se consideran en las valoraciones económicas.

En las unidades de transformación, además de las unidades necesarias desde el punto de vista estricto del cumplimiento de criterios de planificación, se han incluido unidades que se considera tienen un carácter estratégico y que se concentran, principalmente, en zonas de gran consumo. Estas unidades son de dos tipos, politrafos 400/220/132-110 kV de 500÷280 MVA y unidades monofásicas 400/220 kV de 200 MVA. Las primeras se instalarán en Guadame, Fausita, Pierola, Grado y



Catadau, mientras que las segundas irán en Vic y Pinar del Rey. El objeto de los denominados transformadores estratégicos es el de salvaguardar al sistema frente a situaciones de indisponibilidad prolongada de alguna unidad, retraso en la puesta en servicio de nuevas unidades programadas e incrementos no previstos de la demanda.

Por otra parte, también se dota al sistema eléctrico de 6 unidades monofásicas de transformación $400/220/132\div 110$ kV de 100 MVA montadas sobre carretes que permiten un transporte rápido sin permisos especiales. De esta forma, se consigue una respuesta muy rápida ante cualquier incidente y la flexibilidad de montar un banco de 300 MVA con 3 unidades o un banco de 600 MVA con seis unidades. En esta misma línea, igualmente se dota al sistema eléctrico de seis posiciones móviles de subestaciones de tecnología GIS de 220 kV para la reconstrucción de subestaciones en situaciones de emergencia.

Dentro del programa de nuevas actuaciones hay un conjunto de instalaciones que vienen a solventar los puntos débiles que para el sistema representan la existencia en la red de transporte de subestaciones con una configuración de simple barra y las conexiones en T., ya que este tipo de instalaciones intervienen de una forma significativa dentro de los incidentes que provocan interrupciones de suministro. Por otro lado, las subestaciones existentes de simple barra que se amplíen alcanzando cuatro o más posiciones, deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el P.O. 13.3.

En consecuencia, en este documento se propone la ampliación y adecuación de un conjunto de subestaciones existentes de simple barra que han sido consideradas como críticas, desde la operación del sistema, quedando pendiente para etapas posteriores otro conjunto de subestaciones con menor grado de criticidad. La propuesta de adecuación de subestaciones de simple barra queda pendiente de su viabilidad de ejecución, pudiendo ser necesaria la construcción de alguna nueva subestación si no fuera posible la ampliación de alguna de las propuestas.

Los nuevos desarrollos de la red de transporte previstos para el periodo 2007-2016, responden principalmente a las siguientes necesidades:

Sistema peninsular

- *Desarrollo de la red de 220 kV que incrementa la seguridad y garantía del suministro en:*
 - La zona costera entre Valencia y Alicante, supliendo las carencias de las redes de transporte y distribución
 - Las provincias de Badajoz y Cáceres, mejorando la calidad del suministro en las capitales de ambas provincias
 - La zona costera de Castellón, donde los actuales complejos turísticos tienen previstas importantes ampliaciones
 - La zona costera entre Málaga y Granada, para apoyar al suministro del creciente desarrollo urbanístico que se está produciendo en la costa
 - La zona costera del sur de Cádiz, donde se prevén importantes desarrollos urbanísticos
 - Las zonas costeras de A Coruña y Vigo, para apoyar a la creciente demanda



- Navarra y La Rioja donde se plantean nuevos ejes que dan apoyo a los mercados locales al tiempo que suponen un refuerzo estructural de la red de 220 kV
 - Córdoba completando un anillo en 220 kV, en Jaén reforzando el mallado en la zona de Andujar y en Málaga reforzando el mallado en la zona costera
 - Las áreas metropolitanas de Madrid, Barcelona y Sevilla. En las dos primeras, además de nuevos desarrollos, se plantean desmallados que reduzcan el valor de las potencias de cortocircuito futuras hasta valores admisibles
 - Cantabria oriental (Cicero y Vallegón), donde se han revisado y concretado las alimentaciones.
 - En distintos puntos repartidos por toda la península, permitiendo la conexión a la red de transporte de nuevas demandas e incrementando el apoyo a las redes de distribución
- *Refuerzo de las conexiones internacionales con Portugal mediante dos nuevos ejes de 400 kV uno al norte y otro al sur, y con Francia mediante un nuevo eje de 400 kV a través del Pirineo Central, cuyo trazado todavía está por definir.*
 - *Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del TAV desde la red de transporte de 400 y 220 kV.*
 - *Refuerzos estructurales en la red de 400 kV en:*
 - Levante, acercando la red de 400 kV a las áreas costeras.
 - Castilla y León, con un segundo circuito Mudarra-Tordesillas 400 kV y un nuevo eje Almazán-Medinaceli 400 kV, condicionados a la instalación de nueva generación en las zonas correspondientes.
 - A Coruña y Cuenca que mejoran las posibilidades de evacuación de las centrales de Sabón, P.G. Rodríguez y Almonacid de Zorita. A su vez en A Coruña se acerca la red de 400 kV a la costa para apoyar a las redes de distribución.
 - Asturias, con un nuevo eje de 400 kV que desde la costa se conecta a la red mallada y que sirve para mejorar las posibilidades de evacuación de nueva generación y dar apoyo a las redes de distribución.
 - Con objeto de mejorar la evacuación de la generación prevista en Aragón, tanto de ciclo combinado como de régimen especial, así como de reforzar la alimentación de Valencia, se debe realizar el eje Mezquita-Platea desde su inicio en 400 kV, eliminándose por tanto el transitorio de funcionamiento en 220 kV. Asimismo, se sustituye el eje Platea-La Plana 400 kV (con funcionamiento inicialmente en 220 kV) por un nuevo doble circuito Platea-Turís 400 kV.
 - Nuevo desarrollo de red en Cataluña en 400 kV y 220 kV en la zona de Els Aubals y La Secuita aprovechando el trazado del actual eje Escatron-Tarragona 220 kV hasta La Selva.
 - Distintos puntos de la península que mejoran e incrementan el apoyo entre las redes de 400, 220 y 132/110 kV.
 - *Incremento del número de unidades de transformación 400/220 kV y 400/132-110 kV, repartidas por toda la península, que mejoran e incrementan el apoyo entre las redes de transporte y entre la red de transporte y distribución.*



c) Incorporación de otros capítulos de demanda. [9]

El objetivo principal de este estudio es la estimación de las posibilidades de integración de vehículos eléctricos, así como la capacidad de suministro de la red de transporte a esta nueva demanda, pero también se debe tener en cuenta el aumento de otras demandas ya existentes, como son los consumidores directamente conectados a red de transporte, de los que ya se habló en el apartado y anterior.

A continuación, se realizará una breve introducción de los tipos de consumidores con mayor previsión de evolución, el Tren de Alta Velocidad (TAV) y las desaladoras, por los importantes avances tecnológicos que se han venido produciendo en los últimos años, y se detallarán los escenarios tenidos en cuenta para la integración futura del vehículo eléctrico.

i) Tren de Alta Velocidad. [10], [11]

En los últimos años el tren de alta velocidad ha estado en el centro de las políticas de transporte y del debate político entre administraciones. Todas las comunidades autónomas, capitales de provincia y ciudades de una cierta entidad reclaman para sí el tren de alta velocidad, al igual que los agentes económicos locales, que ven en este nuevo medio de transporte una de las claves para su futuro.

La importancia del tren de alta velocidad queda de manifiesto si se consideran, el volumen de inversiones que absorbe, los viajeros que capta, los efectos territoriales que produce y la importancia de los programas I+D que se dedican a este medio de transporte, que posiblemente sea uno de los que mayores cambios ha experimentado en los últimos años.

- Aspectos generales:

Se denomina tren de alta velocidad (TAV) al medio de transporte que circula por una vía diseñada para él (línea de alta velocidad) y que alcanza, de manera estándar, velocidades más altas que un tren convencional.

Actualmente se utilizan trenes capaces de alcanzar los 350 km/h, y con velocidad promedio (o velocidad comercial) también elevada, que les permite competir con el transporte aéreo para distancias medias, del orden de los cientos de kilómetros.

En todos los casos se trata de vehículos y vías férreas desarrolladas en forma unitaria, dado que las velocidades alcanzadas requieren de técnicas específicas.



- El pasado:

Desde la aparición de la Alta Velocidad Española en 1992, la red ferroviaria de alta velocidad de España se ha visto incrementada notablemente con tres líneas en pleno funcionamiento y muchas otras en preparación o en proyecto. Con la consecuente modernización de las infraestructuras de transporte del país, este proyecto a largo plazo consigue revitalizar numerosas zonas tradicionalmente apartadas, como Andalucía. La inclusión de trenes de fabricación nacional y las constantes obras han supuesto un importante impulso en la economía española.

En los años 60 se comenzó en España a hacer pruebas de alta velocidad, superando los 200 km/h con un Talgo propulsado por una locomotora de la Serie 352 de Renfe y años más tarde con el prototipo de la Serie 443 de Renfe. No se empezó a estudiar como una propuesta real hasta el año 1986, cuando el Ministerio de transporte preparó el Plan de Transporte Ferroviario (PTF). Ya en 1992 se inauguró la primera línea de alta velocidad en España con un ancho de vía de 1435 mm. Asimismo comenzaron a llegar las primeras unidades de la Serie 100 de Renfe, que puede alcanzar una velocidad máxima de 300 km/h.

- El presente:

En la actualidad, España cuenta con una red de alta velocidad en expansión y una gran cantidad de modelos de trenes de alta velocidad, con diferentes tecnologías y soluciones de desarrollo propio (Talgo, CAF) para resolver problemas de diferentes anchos de vías o diferentes sistemas de señalización. Para 2010 el Gobierno español tiene previsto contar con la mayor red de alta velocidad ferroviaria en el mundo, con 2.230 km, superando a países como Japón o Francia.

- El futuro.

Desde 1970 se habla de que la próxima revolución en los trenes serían los de levitación magnética. Pero hasta hoy no era nada más que eso: el tren del futuro.

El tren "Maglev" levita sobre un motor magnético es decir, que el tren es un gran imán. Debajo de él, en los "raíles", va un motor lineal que hace que un flujo magnético vaya hacia delante. Ese flujo magnético empuja al tren, lo levanta unos mm y luego lo hace avanzar. A diferencia de los trenes convencionales, el motor no va en el tren, el motor va en los "raíles". Esto aporta ventajas: menos peso (el motor no va en el tren), menos ruido (el motor no va en el tren ni hay ruedas que rocen con el suelo, sólo hay un silencioso campo magnético), al no haber rozamiento, el consumo de energía es menor.



El que el motor esté en el suelo presenta la enorme ventaja de que el tren disminuye su peso, con lo que su inercia es menor. De hecho arranca y para en mucho menos tiempo que un tren convencional TAV.

Descarrilamiento. Cuando uno monta en un tren que va a esas enormes velocidades, siempre piensa en qué pasará si descarrila. En el Maglev el descarrilamiento es casi imposible, obligado por la forma en la que van los electroimanes y los motores lineales.

El ruido es poco puesto que no hay rozamiento con el raíl. Pero a alta velocidad lo que importa es el ruido aerodinámico. El menor peso y las menores servidumbres, al no tener que llevar el motor encima, permiten una mejor aerodinámica.

▪ VIABILIDAD DE UN ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA INSTALACIONES DE ALIMENTACIÓN DEL T.A.V.

Se trata de evaluar la suficiencia de las instalaciones de la red de transporte para suministro de una subestación de tracción ferroviaria para Tren de Alta Velocidad y detectar las posibles restricciones.

Según el procedimiento de acceso establecido en el RD. 1955/2000, al tratarse de un acceso a la red de transporte solicitado por un consumidor cualificado²⁷, en el procedimiento de conexión se define la viabilidad del punto de conexión desde el punto de vista del comportamiento eléctrico. El estudio en detalle de la solución de conexión se llevará a cabo por el transportista titular del punto de conexión.

El administrador de infraestructuras ferroviarias (ADIF) se pone en contacto con REE como Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, para solicitar el acceso a la red de transporte de las instalaciones de alimentación a una subestación de tracción eléctrica prevista en un eje de Alta Velocidad para un periodo futuro determinado.

Una vez estudiado el trazado del eje ferroviario, el punto de alimentación propuesto y la demanda prevista por ADIF en el mismo, se procede a evaluar la viabilidad de acceso de la alimentación para la citada SE de tracción para el siguiente nudo eléctrico de la red de transporte, con la red prevista plasmada por el MITYC. en el documento “planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.”

²⁷ Según lo establecido en el RD 1955/2000, Título V, Capítulo II, Art. 75:

“Tendrán la consideración de consumidores cualificados aquellos consumidores de energía eléctrica, cuyas características de consumo por instalación o por punto de suministro sean iguales o superiores a las que se establezcan por el Gobierno”.

“En todo caso, tendrán la consideración de consumidores cualificados los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril, incluido el ferrocarril metropolitano”.



Para determinar el punto de conexión a la red de transporte, también se deben observar los requerimientos de calidad de onda asociados a la potencia de cortocircuito. En este sentido, se analizará que la conexión de la demanda solicitada en el nudo de la red de transporte indicado cumple los límites establecidos para la medida de perturbaciones en la red de transporte (desequilibrio de tensión, armónicos y parpadeo o Flicker).

Por tanto, se incluye:

- Un análisis estático destinado a evaluar la suficiencia de las instalaciones de la red de transporte para el suministro solicitado y detectar las posibles restricciones.
- Un análisis de calidad de onda, por ser las cargas a alimentar potencialmente perturbadoras.

▪ ANÁLISIS ESTÁTICO

Criterios de mallado de la red de transporte²⁸

Los nudos no mallados de la red de transporte implican una reducción en la seguridad del sistema y en la calidad del suministro en dicho nudo, por tanto, si la subestación donde se solicita el acceso, tiene la condición de nudo no mallado se presenta la singularidad de que en situaciones de mantenimiento puede estar alimentado sólo por una de las dos líneas de conexión a la red de transporte, alcanzándose una situación que incumple los criterios establecidos en el P.O.1.1.

Ya que resulta imprescindible la realización de mantenimiento preventivo y predictivo, con objeto de reducir los potenciales riesgos para el sistema eléctrico, y además existe la posibilidad de avería y posterior mantenimiento correctivo, la situación con indisponibilidad simple por mantenimiento, es una situación previsible y de Operación Normal en el funcionamiento del sistema. Por lo tanto, en esta situación normal de mantenimiento podría producirse el fallo de la alimentación restante al nudo no mallado con la consiguiente pérdida del apoyo transporte/consumo y con posibilidad de producir una calidad de suministro degradada e incluso de interrumpir la alimentación al consumidor final en dicha zona en caso de que la demanda dependa de la red de transporte. En este contexto, el Operador del Sistema requiere la aportación de unos periodos (ventanas) temporales para el mantenimiento de la red de transporte. Se entiende necesario un periodo potencial mínimo de cuatro semanas al año, que podrían desagregarse en dos subperíodos hasta el final del horizonte de estudio.

²⁸Se recoge en el documento de "Criterios de desarrollo de la red de transporte", P.O.13.1, en su apartado 3.3.



Por lo tanto, el administrador de infraestructuras ferroviarias deberá asumir la pérdida de calidad/fiabilidad asociada a este tipo de nudos no mallados y adecuar su consumo a las actuaciones de mantenimiento reseñadas, debiendo aportar periodos preferentes en que pueda asumirse el posible riesgo de pérdida de apoyo desde la red de transporte.

▪ ANÁLISIS DE CALIDAD DE ONDA

El TAV, como el resto de cargas potencialmente perturbadoras, debe cumplir ciertos límites de emisión relacionados con la calidad de onda y la calidad de servicio en la red de transporte.

Debido a la forma a la que el TAV se alimenta, y a las características de las locomotoras de dichos trenes, se deben evaluar especialmente dos tipos de perturbaciones: armónicos y desequilibrio de tensiones.

Para el cálculo de las tensiones armónicas los factores más importantes son la electrónica de potencia que utilizan las locomotoras (es decir, las corrientes armónicas emitidas) y la impedancia armónica en el punto de suministro. Si las locomotoras utilizan una electrónica adecuada, se espera que las tensiones armónicas sean poco representativas. En cualquier caso, no se deben superar los límites de emisión en cada punto de suministro (THD=3%).²⁹

Respecto al desequilibrio de tensiones, dado que los transformadores de suministro al TAV se conectan entre dos fases, lo importante es la potencia alimentada por cada subestación y la potencia de cortocircuito (Scc) en dicha subestación. Por tanto, el desequilibrio variará con el tiempo, ya que tanto la potencia demandada por los trenes como la potencia de cortocircuito varía con el tiempo.

Para estimar la demanda con baja probabilidad de producir un desequilibrio inaceptable hay que tener en cuenta, además de los valores estadísticos de Scc previstos. El valor obtenido es producto de hacer coincidir una demanda máxima con una potencia de cortocircuito mínima. Demandas superiores pueden violar los límites, dependiendo del momento del día y del año, (y por tanto de la Scc) en que se produzcan.

²⁹ En España, el límite aceptado por UNIPED (Unión de productores y distribuidores de energía eléctrica) es de THD(U) = 5% para redes industriales en baja tensión, mientras que en alta tensión el nivel máximo recomendado por los organismos internacionales es de THD(U) = 3%. [12]



Conclusión

Finalmente, según se expone en el Art. 56.1 del Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, la concesión del acceso supone el derecho de utilización de la red por parte de los usuarios en las condiciones reflejadas anteriormente. No obstante, el citado acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación del sistema.

Toda puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte, deberán observarse los requerimientos normativos vigentes, y en particular lo expuesto en el apartado 7 del P.O.12.2.³⁰

▪ **PREVISIÓN DE DESARROLLO DE RED ASOCIADA AL PROGRAMA DE RED FERROVIARIA DE ALTA VELOCIDAD**

En este análisis se han contemplado las infraestructuras asociadas al suministro eléctrico de los ejes ferroviarios incluidos en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte (PEIT), que fue aprobado por el Gobierno en julio de 2005.

Las infraestructuras eléctricas nunca van a ser una limitación para el desarrollo del TAV, al tener éste condición de servicio de interés general.

De forma general, hay que destacar que para el suministro a las subestaciones de tracción de los TAV(s) es importante conocer con la suficiente antelación los trazados, ubicación de las subestaciones de tracción y los consumos requeridos debido a:

- Las necesidades de desarrollo concreto de red, especialmente en algunas zonas donde no existe ni están previstas nuevas actuaciones de red de transporte, lo que puede suponer plazos de ejecución suficientemente prolongados como para imponer restricciones a las fechas de puesta en servicio.
- La existencia de casos en los que la decisión sobre distintas alternativas de desarrollo de la red de transporte pueda verse afectada por la definición de los emplazamientos de apoyo desde la red de transporte a las subestaciones de tracción del TAV.

³⁰ Según lo establecido en el P.O.12.2, "Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio", apartado 7:

"Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte".

La puesta en servicio de cualquier instalación con punto de conexión en la red de transporte, tanto en el caso de conexión directa como en el de integración a una instalación de enlace compartida, estará sujeta a la aprobación del Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte y de la empresa transportista propietaria de la red a la que se conecta; análogamente, la conexión a la red de distribución con afectación significativa a la red de transporte en los términos establecidos en el Real Decreto 1955/2000 estará sujeta a la aprobación de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte, según lo establecido en dicho Real Decreto. Estas autorizaciones estarán condicionadas al cumplimiento de la normativa vigente sobre acceso y conexión, así como a que se cumplan todas las condiciones indicadas en este apartado.

Para la planificación de la puesta en servicio de la nueva instalación, la empresa titular de la red de transporte a la que se conecte la nueva instalación informará sobre su programa de actuación con antelación suficiente, mínima de dos meses, de forma que pueda ser integrada por el Operador del Sistema y Gestor de la red de transporte en el Plan Anual de Mantenimiento de la red de transporte según el procedimiento de operación 3.4 "Programación del mantenimiento de la red de transporte".

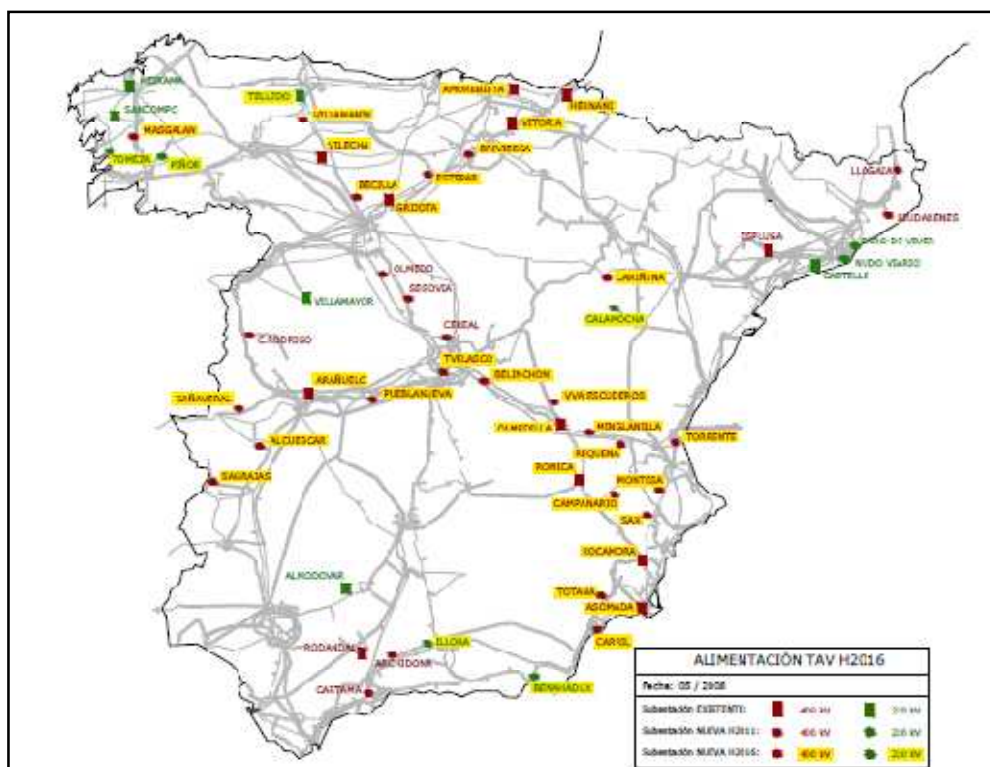


Figura 148. Alimentación trenes alta velocidad

Fuente: "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.", MYTIC

ii) Desaladoras.[9]

La desalación es un proceso por el cual el agua de mar puede convertirse en un recurso hídrico perfectamente aprovechable tanto para el consumo humano, como para el riego y usos industriales. Para ello, se separan las sales que contiene el agua marina para llegar a los 0,5 gramos por litro del agua potable, aproximadamente.

El agua está compuesta por distintas disoluciones naturales que varían, desde aguas muy finas de manantial de montaña de 0,2 gramos de sal por litro hasta los 35 gramos del agua del mar. El agua para el consumo humano no debe tener más de 1 gramo por litro ni ser agua destilada. Tampoco es conveniente que sea muy escasa en sales [13].

La desalación se puede realizar mediante diferentes técnicas como la destilación, la congelación, la evaporación instantánea o la formación de hidratos, pero, en la actualidad el método de ósmosis inversa es el más utilizado y extendido, cuyo funcionamiento es muy sencillo:



1. Situada en las proximidades del mar, se absorbe el agua por medio de tuberías que la transportan a unos canales donde se limpia de arena e impurezas por medio de filtros y elementos químicos.
2. Posteriormente comienza el proceso de desalación por ósmosis inversa. La ósmosis es un fenómeno natural que se produce en las células de los seres vivos, según el cual, dos soluciones de distinta concentración tienden a igualar sus concentraciones de una membrana desde la solución más diluida a la más concentrada hasta alcanzar un equilibrio.
3. El siguiente paso consiste en aplicar presión a la solución más concentrada para obtener más cantidad de solución diluida, es decir, más solución libre de sal, para lo cual, se necesita una turbobomba capaz de aplicar una gran presión a la membrana que posibilite la separación de sales en los bastidores de membrana, rompiendo los puentes de hidrógeno y reduciendo los cristales de sal.

Tras el paso por las membranas se han conseguido dos clases de agua:

- El *agua salada* se envía de nuevo a la turbobomba para que recupere parte de la energía que se ha invertido en el proceso de desalación y se devuelve al mar, generalmente en lugares con mucho movimiento de agua, como un rompeolas, de forma que se vuelva a mezclar bien con el agua de mar y la sal residual no cause daños ecológicos.
- El *agua potable* va a unos depósitos de almacenamiento, donde se le añaden minerales de modo que sea más eficaz al regar cultivos y mejore su calidad para el consumo humano según todas las normas de Sanidad.

Gracias a la aplicación de la desalación se han resuelto muchos graves problemas de falta de agua.

La geografía de la desalación en España está ampliamente extendida desde los años 1970, y se viene utilizando, primero en Canarias, pasando después a Baleares, la Península, Ceuta y últimamente Melilla, alcanzando una producción aproximada de 1.200.000 m³/día, correspondiendo 700.000 m³/día a la desalación de agua de mar y el resto de agua salobre (agua subterránea).

▪ DESALADORAS Y MEDIO AMBIENTE [14]

La incorporación a la legislación española de la directiva comunitaria sobre calidad del agua de consumo humano ha quedado plasmada en el Real Decreto 140/2003 donde se recogen los criterios de calidad y los parámetros que ha de cumplir el agua en el punto donde se pone a disposición del consumidor. Son muchos los sitios donde el agua incumple de forma permanente o temporal dicha norma de calidad, obligando a comunicar como excepción el incumplimiento de dicha norma.



No son pocos los lugares en España donde por elevada dureza, alto contenido salino, alta concentración de sulfatos, boro, pesticidas y organoclorados, hacen que se incumpla la norma o, aún cumpliéndola, se rocen valores que obligan a la población a no utilizar el agua potable como agua de consumo.

Toda instalación desaladora da origen a un vertido hipersalino que se devuelve al mar. Aunque no se añaden sales a las que el mar tiene, es cierto que se devuelven de forma concentrada. En los casos de las desaladoras de destilación dicho vertido también tiene una temperatura de unos 10 °C superior a la del mar. En suma, los rechazos de las desaladoras tienen que ser objeto de análisis medioambiental por la concentración localizada de sales y, en algunos casos, por el incremento de temperatura y las posibles influencias en la flora y la fauna marina.

Las afecciones de las desaladoras en Canarias, debido a las condiciones propias del clima marítimo en el Atlántico, son mínimas, comparadas con el Mediterráneo. El régimen de oleaje y amplitud de las mareas, hacen que la dilución del vertido de salmuera se realice en una superficie muy reducida, por lo que se asegura la nula influencia en la flora y en la fauna marina.

Por otro lado, un aspecto de gran importancia es la contribución de la desalación a la emisión de gases de efecto invernadero, la cual no se debe al proceso propio de desalación, sino que está ligado a la emisión de estos gases por la generación de electricidad. De ahí el gran interés de vincular la producción de agua desalada con el incremento de producción de energías renovables.

- VIABILIDAD DE UN ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA DESALADORAS.

Para el caso de las desaladoras el procedimiento de acceso a la red de transporte es el mismo que para las instalaciones de alimentación del Tren de Alta Velocidad, con la diferencia de que en este caso, no son necesarios análisis de calidad de onda ya que las desaladoras no son cargas especialmente perturbadoras (no serán necesarios estudios de desequilibrios de tensión, introducción de armónicos en la red y parpadeo o flicker).

- ALIMENTACIÓN A DESALADORAS

La figura 140 muestra la ubicación de las desaladoras que, con carácter de prioritarias y urgentes (según el RD 2/2004, de 18 de junio), se instalarán para incrementar la disponibilidad de recursos hídricos en las distintas cuencas hidrográficas peninsulares.

Dado que la mayoría de estas instalaciones no alcanzan una demanda unitaria superior a 50 MW, su suministro se realizará desde las redes de distribución. No obstante, en algunos puntos las redes de distribución deberán ser apoyadas desde la red de transporte para poder realizar dichos suministros. Estos refuerzos se han tenido en cuenta a través de las propuestas de

desarrollo de la red de transporte que han realizado las empresas distribuidoras de energía dentro del proceso de planificación 2008-2016.

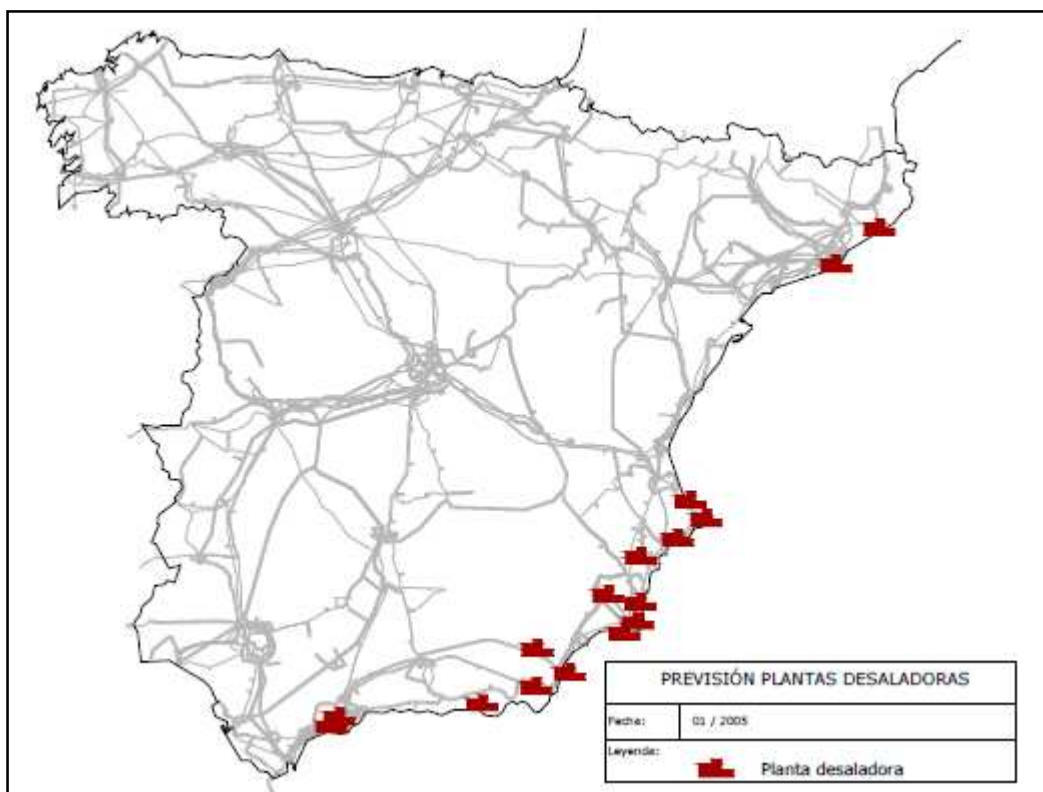


Figura 149. Previsión plantas desaladoras

Fuente: "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.", MYTIC



ANEXO E

E. PIB Y DENSIDAD DE POBLACIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA

Lugar	Nombre	PIB (2008)	%Del total
1	Cataluña	202.805.851	18,60%
2	Comunidad de Madrid	193.477.917	18,00%
3	Andalucía	148.710.898	13,60%
4	Comunidad Valenciana	105.554.211	9,70%
5	País Vasco	68.281.522	6,20%
6	Castilla y León	58.067.761	5,30%
7	Galicia	56.290.249	5,20%
9	Castilla-La Mancha	36.448.165	3,30%
10	Aragón	34.088.269	3,10%
11	Región de Murcia	27.943.667	2,60%
13	Principado de Asturias	23.752.804	2,20%
14	Navarra	18.544.139	1,70%
15	Extremadura	18.033.734	1,70%
16	Cantabria	14.027.720	1,30%
17	La Rioja	8.033.559	0,70%
	Península	1.014.060.466	93,30%
8	Islas Canarias	43.248.707	3,90%
12	Islas Baleares	27.334.601	2,50%
18	Ceuta	1.611.846	0,20%
19	Melilla	1.494.776	0,10%
	Extrapeninsular	73.689.930	6,70%
	ESPAÑA	1.088.502.000	100%

Tabla 34. Producto Interior Bruto de cada Comunidad Autónoma. Datos de 2008.
Fuente: Instituto Nacional de Estadística, INE

Lugar	Nombre	Población	Porcentaje	Densidad
1º	Andalucía	8.302.923	17,76%	95,14 hab./km²;
2º	Cataluña	7.475.420	15,99%	232,78 hab./km²;
3º	Comunidad de Madrid	6.386.932	13,66%	795,58 hab./km²;
4º	Comunidad Valenciana	5.094.675	10,90%	219,08 hab./km²;
5º	Galicia	2.796.089	5,98%	94,55 hab./km²;
6º	Castilla y León	2.563.521	5,48%	27,21 hab./km²;
7º	País Vasco	2.172.175	4,65%	300,27 hab./km²;
9º	Castilla-La Mancha	2.081.313	4,45%	26,19 hab./km²;
10º	Región de Murcia	1.446.520	3,09%	127,86 hab./km²;
11º	Aragón	1.345.473	2,88%	28,2 hab./km²;
12º	Extremadura	1.102.410	2,36%	26,48 hab./km²;
14º	Principado de Asturias	1.085.289	2,32%	102,35 hab./km²;
15º	Navarra	630.578	1,35%	60,69 hab./km²;
16º	Cantabria	589.235	1,26%	110,74 hab./km²;
17º	La Rioja	321.702	0,69%	63,77 hab./km²;
	Península	43.394.255	92,82%	154,06 hab./km²;
8º	Canarias	2.103.992	4,50%	282,53 hab./km²;
13º	Baleares	1.095.426	2,34%	219,44 hab./km²;
18º	Ceuta	78.674	0,17%	4.140,74 hab./km²;
19º	Melilla	73.460	0,16%	5.650,77 hab./km²;
	Extrapeninsular	3.351.552	0,16%	2.573,37 hab./km²;
TOTAL	ESPAÑA	46.745.807	100%	92,39 hab./km²

Tabla 35. Densidad de población de cada Comunidad Autónoma. Datos de 2008.
Fuente: Instituto Nacional de Estadística, INE



ANEXO F

F. PARÁMETROS DE CONTROL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LOS ESCENARIOS DEL ESTUDIO DE INTEGRACIÓN DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

A continuación se detallan los parámetros de control del sistema eléctrico de los 3 escenarios de estudio de integración del vehículo eléctrico, en los casos de disponibilidad N-1 y N-2, tras el incremento de demanda.

▪ ESCENARIO 1.

En el caso de disponibilidad N-1, es decir, fallo simple de una línea, transformador, grupo o reactancia, aparecen importantes sobrecargas en numerosas líneas de las áreas de estudio, incumpliendo así lo establecido en el P.O.1.1 (sobrecargas no superiores al 15%), como se puede apreciar a continuación:

Linea monitorizada				Contingencia				Sobrecarga (%)
S.ANDREU	-	TRINITAT	220	BAROVIVE	-	N.STACOL	220	173,8
BAROVIVE	-	N.STACOL	220	S.ANDREU	-	TRINITAT	220	163,6
BADALONA	-	SAGRERA	220	BSONUEVO	-	VILANOVA	220	162
BAROVIVE	-	TRINITAT	220	S.ANDREU	-	TRINITAT	220	159,3
SANCHINA	-	FUENCARR	220	S.ROQUE	-	FUENCARR	220	158,8
CASACAMP	-	NORTE	220	EL COTO	-	SIMANCAS	220	155,8
CDEPORTI	-	FUENCARR	220	EL PILAR	-	FUENCARR	220	155,3
VALLECAS	-	RIBAS	220	COPLIMPIC	-	MERCEDES	220	155,3
EL PILAR	-	FUENCARR	220	CDEPORTI	-	FUENCARR	220	153,4
EIXAMPLE	-	SAGRERA	220	BSONUEVO	-	VILANOVA	220	152,2
AZCA	-	NORTE	220	EL COTO	-	SIMANCAS	220	147,5
AEBARCEL	-	ZONAFRAN	220	AEBARCEL	-	AENOESTE	220	145,9
AZCA	-	HORTALEZ	220	EL COTO	-	SIMANCAS	220	142,3
CERPLATA	-	ET.CERR2	220	CERPLATA	-	ET.CERR1	220	141,6
AEBARCEL	-	AENOESTE	220	NUDOVIAR	-	ZAL	220	140,8
VALLECAS	-	BERROCAL	220	COPLIMPIC	-	MERCEDES	220	140,1
NUDOVIAR	-	TRSNTBOI	ctk 1 220	NUDOVIAR	-	TRSNTBOI	ctk 2 220	135,2
NUDOVIAR	-	TRSNTBOI	ctk 2 220	NUDOVIAR	-	TRSNTBOI	ctk 1 220	135,2
BSONUEVO	-	VILANOVA	220	BSONUEVO	-	TANGCATA	220	134,3
EL COTO	-	SIMANCAS	220	CASACAMP	-	NORTE	220	134,2
PRADOLON	-	ARGANZUE	220	AGUACATE	-	PQINGENI	220	128,6
PRADOLON	-	PQINGENI	220	AGUACATE	-	PQINGENI	220	128,4
BSONUEVO	-	TANGCATA	220	BSONUEVO	-	VILANOVA	220	128
MIRASIER	-	VALLARCI	220	MIRASIER	-	FUENCARR	220	126,5
S.ROQUE	-	FUENCARR	220	SANCHINA	-	FUENCARR	220	125,2
NUDOVIAR	-	ZAL	220	ZONAFRAN	-	ZONAFRAN	220	125
CERPLATA	-	ET.CERR1	220	CERPLATA	-	ET.CERR2	220	124,3
CANYET	-	GUIXERES	220	BAROVIVE	-	N.STACOL	220	122
CVALMANZ	-	PROSPERI	220	CASACAMP	-	MBECERRA	220	119,7
CERPLATA	-	PRINCESA	220	VILLAYER	-	CONGOSTO	220	119
CANILLEJ	-	COSLADA	ctk 1 220	CANILLEJ	-	COSLADA	ctk 2 220	116,1
CANILLEJ	-	COSLADA	ctk 2 220	CANILLEJ	-	COSLADA	ctk 1 220	116,1
CASACAMP	-	MBECERRA	220	CVALMANZ	-	PROSPERI	220	115,9

Tabla 36. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 1.

Nótese que las líneas con mayor sobrecarga de las dos áreas, se encuentran en la zona de cables de Barcelona, debido a lo problemático de la zona por la reducida capacidad de los mismos.

En el caso de disponibilidad N-2, ninguna línea supera el 115% de sobrecarga establecido en el P.O.1.1.



■ ESCENARIO 2.

En el caso de disponibilidad ante fallo simple de una línea, transformador, grupo o reactancia, las sobrecargas que aparecen en las líneas de las áreas de estudio, incumpliendo lo establecido por el P.O.1.1., en este segundo escenario se muestran a continuación:

Línea monitorizada			Contingencia			Sobrecarga (%)
BADALONA	-	SAGRERA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	164,3
EIXAMPLE	-	SAGRERA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	158,8
CASACAMP	-	NORTE 220	EL COTO	-	SIMANCAS 220	156,3
BAROVIVE	-	N.STACOL 220	CANYET	-	GUIXERES 220	144,6
PRADOLON	-	ARGANZUE 220	LA ESTRE	-	TVICALVA 220	144,2
PRADOLON	-	PQINGENI 220	LA ESTRE	-	TVICALVA 220	144,2
BSONUEVO	-	VILANOVA 220	BSONUEVO	-	TANGCATA 220	144,2
CASACAMP	-	MAZARRED 220	CERPLATA	-	PRINCESA 220	142,4
CERPLATA	-	ET.CERR2 220	CERPLATA	-	ET.CERR1 220	141,2
EL COTO	-	SIMANCAS 220	CASACAMP	-	NORTE 220	140,7
BAROVIVE	-	TRINITAT 220	CANYET	-	GUIXERES 220	139
BSONUEVO	-	TANGCATA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	136,4
MATA	-	VILANOVA 220	BSONUEVO	-	TANGCATA 220	135
S.ANDREU	-	TRINITAT 220	BAROVIVE	-	N.STACOL 220	134,6
CANYET	-	GUIXERES 220	BAROVIVE	-	N.STACOL 220	131
CERPLATA	-	ET.CERR1 220	CERPLATA	-	ET.CERR2 220	127,2
CANILLEJ	-	SIMANCAS ctk 1 220	CANILLEJ	-	SIMANCAS ctk 2 220	126,9
CANILLEJ	-	SIMANCAS ctk 2 220	CANILLEJ	-	SIMANCAS ctk 1 220	126,9
CVALMANZ	-	PROSPERI 220	CASACAMP	-	MBECERRA 220	125,2
EL PILAR	-	FUENCARR 220	CDEPORTI	-	FUENCARR 220	123,7
CDEPORTI	-	FUENCARR 220	EL PILAR	-	FUENCARR 220	123,5
ARGANZUE	-	MELANCOL 220	LA ESTRE	-	LISTA 220	123,2
DESVERN	-	DES4_AT1 400	DESVERN	-	DES4_AT2 400	123
DESVERN	-	DES4_AT2 400	DESVERN	-	DES4_AT1 400	123
MATA	-	TANGCATA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	121,3
CASACAMP	-	MBECERRA 220	CVALMANZ	-	PROSPERI 220	121,3
CERPLATA	-	PRINCESA 220	EL COTO	-	SIMANCAS 220	120,8
DESVERN	-	DES4_AT2 220	DESVERN	-	DES4_AT1 220	120,7
DESVERN	-	DES4_AT1 220	DESVERN	-	DES4_AT2 220	120,7
CANILLEJ	-	COSLADA ctk 1 220	CANILLEJ	-	COSLADA ctk 2 220	118,5
CANILLEJ	-	COSLADA ctk 2 220	CANILLEJ	-	COSLADA ctk 1 220	118,5
COSLADA	-	LOECHES2 220	COSLADA	-	LOSCERRO 220	115,3

Tabla 37. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 2.

Al igual que en el escenario anterior, las dos líneas con mayor sobrecarga se encuentran en la zona de cables de Barcelona, pero en este caso las sobrecargas de las líneas madrileñas son mayores.

En el caso de disponibilidad N-2, las líneas que superan el 115% de sobrecarga son las siguientes:

Línea monitorizada			Contingencia			Sobrecarga (%)
PRADOLON	-	ARGANZUE 220	MORATA	-	LA ESTRE 220	120,5
			MORATA	-	TORRECIL 220	120,5
PRADOLON	-	PQINGENI 220	MORATA	-	LA ESTRE 220	120,5
			MORATA	-	TORRECIL 220	120,5

Tabla 38. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-2 en el escenario 2.



■ ESCENARIO 3.

En el caso de disponibilidad ante fallo simple de una línea, transformador, grupo o reactancia, las sobrecargas que aparecen en las líneas de las áreas de estudio, incumpliendo lo establecido por el P.O.1.1, se muestran a continuación:

Linea monitorizada			Contingencia			Sobrecarga (%)
CASACAMP	-	MAZARRED 220	CERPLATA	-	PRINCESA 220	232,9
BADALONA	-	SAGRERA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	156,1
CERPLATA	-	PRINCESA 220	CASACAMP	-	MAZARRED 220	147,1
CERPLATA	-	ET.CERR2 220	CERPLATA	-	ET.CERR1 220	143,5
PRADOLON	-	PQINGENI 220	LA ESTRE	-	TVICALVA 220	141
BAROVIVE	-	N.STACOL 220	DESVERN	-	DES4_AT1 400	140,4
TORRENTE	-	LA TORRE 220	BENIFERR	-	P.CABECE 220	138,5
S.ANDREU	-	TRINITAT 220	BAROVIVE	-	N.STACOL 220	137,6
N.STACOL	-	RUBI ctk 1 220	N.STACOL	-	RUBI ctk 2 220	137
N.STACOL	-	RUBI ctk 2 220	N.STACOL	-	RUBI ctk 1 220	137
VILLAVÉR	-	ET.CERR2 220	CERPLATA	-	ET.CERR1 220	136,8
ALBAL	-	CATADAU 220	TORRENTE	-	TURIS 220	135,2
F.S.LUIS	-	LA TORRE 220	BENIFERR	-	P.CABECE 220	134,6
BENIFERR	-	P.CABECE 220	TORRENTE	-	LA TORRE 220	134
S.JUST	-	DESVERN ctk 1 220	S.JUST	-	DESVERN ctk 2 220	131,1
S.JUST	-	DESVERN ctk 2 220	S.JUST	-	DESVERN ctk 1 220	131,1
TORRENTE	-	TURIS 220	TORRENTE	-	TORRENTE 400-220	130,3
ARGANZUE	-	MELANCOL 220	LA ESTRE	-	LISTA 220	129,9
BAROVIVE	-	TRINITAT 220	DESVERN	-	DES4_AT1 220	129,8
CERPLATA	-	ET.CERR1 220	CERPLATA	-	ET.CERR2 220	129,4
PRADOLON	-	ARGANZUE 220	LA ESTRE	-	TVICALVA 220	127,3
ELIANA	-	TR-1125 400	PUZOL	-	MORVEDRE 220	127
DESVERN	-	DES4_AT1 400	DESVERN	-	DES4_AT2 400	123,4
DESVERN	-	DES4_AT2 400	DESVERN	-	DES4_AT1 400	123,4
CASACAMP	-	PRAHONAL 220	CASACAMP	-	VILLAVIC 220	123,2
ELIANA	-	TR-1125 220	PUZOL	-	MORVEDRE 220	121,4
DESVERN	-	DES4_AT2 220	DESVERN	-	DES4_AT1 220	120,9
DESVERN	-	DES4_AT1 220	DESVERN	-	DES4_AT2 220	120,9
AENA	-	SS REYES 220	CVALMAN	-	SS REYES 220	120,3
EIXAMPLE	-	SAGRERA 220	BSONUEVO	-	VILANOVA 220	119,9
VILLAVÉR	-	MERCAMAD 220	CERPLATA	-	ET.CERR2 220	119,3
EL COTO	-	SIMANCAS 220	CERPLATA	-	PRINCESA 220	119,3
LA ESTRE	-	TVICALVA 220	LA ESTRE	-	MORATA 220	117,5
LA ESTRE	-	MORATA 220	VILLAV.	-	TORRECILL 220	116,9
PUZOL	-	MORVEDRE 220	ELIANA	-	TR-1125 220	115,9
BSONUEVO	-	VILANOVA 220	BSONUEVO	-	TANGCATA 220	115,8
NOUMOLÉS	-	P.CABECE 220	TORRENTE	-	LA TORRE 220	115

Tabla 39. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-1 en el escenario 3.

En este caso, la mayor sobrecarga (232%) se produce en una línea madrileña. También se puede observar que las mayores sobrecargas del área valenciana tienen lugar en la línea de 220 Kb Torrente-La Torre (130,3%) y en la subestación de La Eliana.

En el caso de disponibilidad N-2, las líneas que superan el 115% de sobrecarga son las siguientes:

Linea monitorizada			Contingencia			Sobrecarga (%)
N.STACOL	-	RUBI 220	FOIX	-	C.JARDI2 220	122,6
N.STACOL	-	RUBI 220	FOIX	-	MANFIGUE 220	122,6
LA ESTRE	-	TVICALVA 220	MORATA	-	LA ESTRE 220	120,8
LA ESTRE	-	TVICALVA 220	MORATA	-	TORRECIL 220	120,8
VILLAV.E	-	TORRECIL 220	MORATA	-	VILLAVÉR 400	116,5
VILLAV.E	-	TORRECIL 220	MORATA	-	TORRECIL 400	116,5

Tabla 40. Sobrecarga en líneas tras contingencia N-2 en el escenario 3.



ANEXO G

G. REFERENCIAS

- [1] Red Eléctrica de España, “Estrategia Integral para el impulso del Vehículo Eléctrico en España”. (confidencial)
 - [2] Fenercom, “Guía del Vehículo Eléctrico”, 2009:
<http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-del-Vehiculo-Elctrico-2009-fenercom.pdf> (enero,2010)
 - [3] José Ignacio Pérez Arriaga, Ana Moreno Romero, “La contribución de las TIC a la sostenibilidad del transporte en España”, Real Academia de Ingeniería, Madrid, 2009
http://www.real-academia-de-ingenieria.org/portada_ESTUDIO_TIC-SOSTENIBILIDAD_TRANSPORTE/seccion=63&idioma=es_ES&activo=5&id=2009062612020001.do (diciembre, 2010)
 - [4] Wikipedia, El vehículo eléctrico:
http://es.wikipedia.org/wiki/Veh%C3%ADculo_el%C3%A9ctrico
 - [5] Wikipedia: <http://es.wikipedia.org/wiki/Gasolina> (marzo, 2010)
 - [6] Wikipedia: [http://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_\(electricidad\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Bater%C3%ADa_(electricidad)) (marzo, 2010)
 - [7] Red Eléctrica de España, “Informe del sistema eléctrico español 2008”, julio de 2009
http://www.ree.es/sistema_elctrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2008_v4.pdf (noviembre,2010)
 - [8] Red Eléctrica de España, “Informe del sistema eléctrico español 2009”, julio de 2010
http://www.ree.es/sistema_elctrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2009.pdf (noviembre,2010)
 - [9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016. Desarrollo de las redes de transporte.”, mayo 2008
http://www.mityc.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygases/Desarrollo2008/DocTransportes/planificacion2008_2016.pdf (enero, 2011)
 - [10] Wikipedia:
http://es.wikipedia.org/wiki/Alta_velocidad_ferroviaria_en_Espa%C3%B1a (mayo, 2010)
 - [11] Javier Gutiérrez Puebla, “El tren de alta velocidad y sus efectos espaciales”, Investigaciones Regionales, Alcalá de Henares, 2004
http://www.uclm.es/cr/caminos/publicaciones/Cuaderno_Inq_Territorio/4jornadas/JavierGutierrezPuebla/2.pdf (septiembre, 2010)
 - [12] Suomitec: <http://www.suomitec.com/Suomitec/armonicos.htm> (junio, 2010)
 - [13] Wikipedia: <http://es.wikipedia.org/wiki/Desalinizaci%C3%B3n> (octubre, 2010)
 - [14] Ministerio de Medio Ambiente y medio Rural y Marino, Acuamed,
http://www.acuamed.com/tipos_de_actuaciones.asp (octubre, 2010)
- Otras referencias y enlaces, que han sido consultados:
 - R. Bargalló, J. Llaverías, H. Martín, “El vehículo eléctrico y la eficiencia energética global”, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2009:
<http://www.aedie.org/11chlie-papers/199-Bargallo.pdf> (marzo 2011)
 - Jordi Gutiérrez Castillejos, “Cálculo de sistemas eléctricos con PSS/E: régimen permanente”, Barcelona, Ediciones UPC, 2007.
 - Ministerio de Industria, Turismo y Comercio “Proyecto piloto de MOVilidad ELEctrica, MOVELE” del 1 de agosto de 2008:
<http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.407>



- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio “Plan Accion Nacional de Energias Renovables de España (PANER) 2011-2020” del 30 de junio de 2010:
http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Guía PMUS:
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10251_Guia_PMUS_06_6c6fc808.pdf
- Ministerio de Fomento, Movilia 2006/2007:
<http://www.fomento.es/NR/rdonlyres/2d1d40a2-3417-4c74-af3f-d22d3a161f96/38923/Movilia20062007.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística, INE: <http://www.ine.es/>
- Procedimientos de operación, Reales Decretos y leyes del Sector Eléctrico:
 - P.O.1.1: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_30jul1998_b.pdf
 - P.O.1.2: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_30jul1998_b.pdf
 - P.O.7.4: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_30jul1998_b.pdf
 - P.O.12.1: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_11feb2005.pdf
 - P.O.12.2: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_11feb2005.pdf
 - P.O.13.1: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_22Mar2005.pdf
 - P.O.13.2: http://www.ree.es/operacion/pdf/po/PO_resol_11feb2005.pdf
 - RD 1110/1997: <http://www.boe.es/boe/dias/2007/09/18/pdfs/A37860-37875.pdf>
 - RD 1955/2000: <http://www.boe.es/boe/dias/2000/12/27/pdfs/A45988-46040.pdf>
 - RD 661/2007: <http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>
 - Ley del Sector Eléctrico 54/1997:
<http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf>
 - REAL DECRETO LEY 2/2004, de 18 de junio, del Plan Hidrológico Nacional:
<http://www.boe.es/boe/dias/2004/06/19/pdfs/A22453-22457.pdf>
 - RD 661/2007: <http://www.boe.es/boe/dias/2007/05/26/pdfs/A22846-22886.pdf>